

Technologiebericht

2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen)

innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende

Ludger Blum

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Disclaimer:

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 03ET4036A-C durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt bei den Autoren und Autorinnen.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Blum, L. (2017): Technologiebericht 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen). In: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Hinweis:

Die multi-kriterielle Bewertung und generell die Erstellung dieses Berichts basiert auf den Vorgaben, die in Teilbericht 1 beschrieben sind:

Viebahn, P.; Kobiela, G.; Soukup, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2017): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 (Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende) an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES: Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken.

Kontakt:

Ludger Blum

Tel.: +49 2461 / 61 – 6709

Fax: +49 2461 / 61 – 6695

E-Mail: l.blum@fz-juelich.de

Forschungszentrum Jülich GmbH

Wilhelm-Johnen-Straße

52428, Jülich

Review durch:

Christopher Hebling (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	3
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	4
Tabellenverzeichnis	5
Abbildungsverzeichnis	6
Zusammenfassung (Steckbrief)	8
1 Beschreibung des Technologiefeldes	10
2 Stand F&E in Deutschland	12
2.1 Mikro-KWK	12
2.2 KWK und dezentrale Stromversorgung	13
3 Relevanz öffentlicher Förderung	16
3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten	16
3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)	17
4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes	21
4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale	21
4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen	26
4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz	31
4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz	36
4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung	36
4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich	36
4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz	39
4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit	39
4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen	40
4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität	40
5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand	42
Literaturverzeichnis	44

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

B.A.U.	Business-as-usual
BHKW	Blockheizkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
TWh	Terra Wattstunden
TJ	Terra-Joule (10^{12} Joule)
PJ	Peta-Joule (10^{15} Joule)


Tabellenverzeichnis

Tab. 1-1	BZ-Typen und ihre wesentlichen Eigenschaften-----	11
Tab. 3-1	Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung im Technologiefeld Brennstoffzellen-----	17
Tab. 3-2	Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Brennstoffzellen in Deutschland-----	19
Tab. 3-3	Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Brennstoffzellen -----	19
Tab. 3-4	Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Brennstoffzellen-----	20
Tab. 4-1	Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Brennstoffzellen: Mikro-KWK und BHKW (ohne Biogasanlagen) -----	23
Tab. 4-2	In Deutschland installierte BHKW-Anlagen seit 2012 -----	24
Tab. 4-3	Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Brennstoffzellen: Mikro-KWK und BHKW (ohne Biogasanlagen) inkl. Rückverstromung -----	25
Tab. 4-4	Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld Brennstoffzellen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)-----	30
Tab. 4-5	Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Technologiefeld Brennstoffzellen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)-----	34
Tab. 4-6	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Brennstoffzellen: Mikro-KWK -----	37
Tab. 4-7	Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Brennstoffzellen: BHKW/dezentrale Stromversorgung -----	37
Tab. 4-8	Öffentliche F&E-Budgets für Brennstoffzellen im internationalen Vergleich-----	38
Tab. 4-9	Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Brennstoffzellen -----	40
Tab. 4-10	Abhängigkeit des Technologiefeldes Brennstoffzellen von Infrastrukturen -----	40
Tab. 4-11	Spezifische Eigenschaften von Brennstoffzellenanlagen-----	41

Abbildungsverzeichnis

Abb. 4-1	Entwicklung des Marktanteils der verschiedenen Anwendungen, basierend auf den jeweils angenommenen Wachstumsraten WR -----	21
Abb. 4-2	Mikro-KWK: CO ₂ -Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems für unterschiedliche Abdeckung des Strombedarfs im EFH für 2020, unter der Voraussetzung, dass immer die gleiche Energie von der BZ-Anlage bereitgestellt wird, unabhängig vom jeweiligen Wirkungsgrad -----	26
Abb. 4-3	Mikro-KWK: CO ₂ -Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems für unterschiedliche Abdeckung des Strombedarfs im EFH für 2050, unter der Voraussetzung, dass immer die gleiche Energie von der BZ-Anlage bereitgestellt wird, unabhängig vom jeweiligen Wirkungsgrad -----	27
Abb. 4-4	BHKW: CO ₂ -Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zu Dieselmotor-BHKW für 2020/2050 -----	28
Abb. 4-5	Dezentrale Stromversorgung: CO ₂ -Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2020 -----	28
Abb. 4-6	Dezentrale Stromversorgung: CO ₂ -Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2050 -----	29
Abb. 4-7	Emissionen verschiedener Stromerzeugungsanlagen -----	30
Abb. 4-8	Mikro-KWK: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2020 -----	31
Abb. 4-9	Mikro-KWK: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2050 -----	32
Abb. 4-10	Dezentrale Stromerzeugung: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2020 -----	33
Abb. 4-11	Dezentrale Stromerzeugung: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2050 -----	34
Abb. 4-12	Rückverstromung: Wasserstoffeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Gasturbinenkraftwerk für 2050 -----	35
Abb. 4-13	Research Impact in fuel chemistry by country (2005-2015) -----	39

Zusammenfassung (Steckbrief)

Technologiefeld Nr. 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen)					
A) Beschreibung des Technologiefeldes und F&E-Bedarf					
Beschreibung des Technologiefeldes					
<ul style="list-style-type: none">– A: Mikro-KWK (mit PEFC und SOFC) bis 5 kW, basierend auf Erdgas– B: BHKW, dezentrale Stromversorgung (mit PEFC, MCFC und SOFC) bis einige MW, basierend auf Erdgas (optional Biogas, Wasserstoff)					
Technologische Reife:					
<ul style="list-style-type: none">– A: PEFC Demonstration (TRL=8), bisher ca. 500 Anlagen in D (J: Kommerzialisierung, TRL=9, ca. 150.000 Anlagen); SOFC Demonstration (TRL=8), bisher ca. 1.500 Anlagen in D (J: Kommerzialisierung, TRL=9, ca. 10.000 Anlagen)– B: PEFC Demonstration (TRL=7), bisher 3 Anlagen in D (ca. 10 weltweit); MCFC Demonstration (TRL=8), bisher ca. 40 Anlagen in D (ca. 100 weltweit), SOFC Technologieentwicklung (TRL=4), keine Anlagen in D (USA: Demonstration, TRL=8, ca. 500 Anlagen)					
Kritische Komponenten: Stack, Reformer, Inverter					
Entwicklungsziele					
<ul style="list-style-type: none">– PEFC: Kostensenkung um >50 %; Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 4 bis 5– MCFC: Kostensenkung um >50 %; Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 2– SOFC: Kostensenkung um >50 %; Erhöhung Robustheit; Realisierung größerer Stackleistung					
Technologie-Entwicklung					
		Mikro-KWK		BHKW / dez. Stromversorgung	
	Einheit	heute	Zukunft	heute	Zukunft
Marktpotenziale Deutschland	TWh	0,002	2,45	0,036	32
Marktpotenziale International	TWh	0,300	18	0,600	1114
Minimallast	%Pn	25-35	<20	ca. 30	<20
Lastgradient	%Pn/min	>4,5	>10	?	>10
Anfahrzeit Heißstart	h	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1
Anfahrzeit Kaltstart	h	1-8	0,5-4	?	0,5-2
Wirkungsgrad Nennlast	%	35-60	40-65	47-52	50-60
Wirkungsgrad 50 % Teillast	%	35-60	40-70	40-50	50-60
heute: Stand 2017 der realisierten Anlagen; Zukunft: aus Technologiebericht Tab. 4-1 und Tab. 4-3					
F&E-Bedarf					
<ul style="list-style-type: none">– PEFC: Systemkomponenten (Gasaufbereitung), Stacktechnologie (Platinbeladung, Langzeitstabilität); Ersatz Nafion-Membran, massenfertigungstaugliche Herstellverfahren, Steigerung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten– MCFC: Hochtemperatur-Materialien, Lebensdauer Stack, Reduktion Aufheizzeit, Steigung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten, Lebensdauer und Kosten Heißgasgebläse,– SOFC: Verbesserung der thermomechanischen Eigenschaften, Steigung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten, Verkürzung Kaltstartzeit, Vergrößerung der Stackleistung für BHKW / dez. Stromversorgung					

B) Multikriterielle Bewertung
Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionsminderungszielen (gegenüber Referenz)
<ul style="list-style-type: none"> – Mikro-KWK: Gegenüber Referenztechnologie (fossiler Kraftwerksmix mit Gas-Brennwertkessel) sehr hohe Einsparung von THG (37-32 % von 2020-2050); geringe Emissionen (< 10 ppm) an NO_x und SO_x – dez. Stromversorgung: Gegenüber Referenztechnologie (fossiler Kraftwerksmix) sehr hohe Einsparung von THG (86-82 % von 2020-2050); geringe Emissionen (< 10 ppm) an NO_x und SO_x; Technologie ist direkt für Wasserstoff geeignet (keine neue Entwicklung erforderlich)
Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz (gegenüber Referenz)
<ul style="list-style-type: none"> – Mikro-KWK (mit Erdgas): Gegenüber Referenztechnologie (fossiler Kraftwerksmix mit Brennwertkessel) Einsparung von 12-25 % in 2020 und von 10-20 % in 2050 – dez. Stromversorgung (mit Erdgas): Gegenüber Referenztechnologie (fossiler Kraftwerksmix) Einsparung von bis zu 35 % in 2020 und von bis zu 28 % in 2050 – Beim Einsatz von Wasserstoff ergibt sich gegenüber der Referenztechnologie Gasmotor eine Ressourceneinsparung von bis zu 50 % in 2050 (Wirkungsgrad 60 % / 30 %)
Kosteneffizienz (gegenüber Referenz)
Generell sind die Brennstoffzellentechnologien noch deutlich (> Faktor 2) teurer als konventionelle Technologien. Sobald die Investkosten in den Bereich derjenigen der konventionellen Anlagen kommen (zurzeit ca. 1.500 €/kW für den Bereich BHKW), ist die Technologie kosteneffizienter, da die Betriebs- und Wartungskosten generell geringer sind. Vorteile durch die geringeren Emissionen sind noch nicht bewertbar, können sich aber zu einem Kostenvorteil entwickeln.
Inländische Wertschöpfung
z. Zt. keine Aussagen möglich → F&E-Bedarf
Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich
Öffentliche Fördermittel zwischen 2012 und 2015 geringer als bei relevanter Konkurrenz (USA, Japan, Südkorea); im gleichen Zeitraum nur 30 % der Patentanmeldungen von Japan. Aktuell scheint sich die Situation mit dem neuen NIP-Programm und den Gegebenheiten in den USA zu Gunsten Deutschlands zu verschieben.
Gesellschaftliche Akzeptanz
Geringes Risiko für Marktakzeptanz und sozialpolitische Akzeptanz (keine „Großprojekte“)
Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit
Geringe Pfadabhängigkeit durch die Nutzungsdauern von 10 bis 20 Jahren. Hohe Pfadabhängigkeiten beim Aufbau einer eigenen H ₂ -Infrastruktur.
Abhängigkeit von Infrastrukturen
Erdgasinfrastruktur ist erforderlich (ausreichend vorhanden); zukünftig muss H ₂ -Infrastruktur aufgebaut werden, wenn keine Vor-Ort Reformierung oder Wasserelektrolyse (und dann Rückverstromung) erfolgen kann.
Systemkompatibilität
Die Systemkompatibilität ist gewährleistet; die Anlagen können die Versorgungsleistung der konventionellen Kraftwerke übernehmen (inkl. Regelleistung); das gute Teillastverhalten eröffnet neue Möglichkeiten. Zudem ergeben sich technologische Schnittstellen zu Brennstoffzellen für den mobilen Einsatzbereich.

1 Beschreibung des Technologiefeldes

Brennstoffzellen (BZ) werden für unterschiedliche Anwendungen und im Zusammenhang mit der Nutzung vieler verschiedener – fossiler und alternativer – Energierohstoffe betrachtet. Aus dem Umfang der geplanten Anwendungen und der möglichen Brennstoffe ergeben sich große und jeweils ganz spezielle Herausforderungen an das Design der Brenngasbereitstellung. Diese muss gleichermaßen den Anforderungen des Brennstoffs, der Anwendung und denen des verwendeten Brennstoffzellentyps genügen.

Der Einsatzbereich für Brennstoffzellen reicht von portablen Stromversorgern als Batterieersatz bzw. Ladegeräten, über Antriebsaggregate bis hin zur Anwendung in der stationären Kraftwerkstechnik. Der Leistungsbereich erstreckt sich von wenigen Milliwatt hin zu einigen Megawatt. Die Entwicklung der Niedertemperatur-Brennstoffzellentechnik wird sehr stark in der Automobilindustrie vorangetrieben. Im stationären Bereich sind es vor allem die großen Gasgerätehersteller, die kleine Anlagen im kW-Bereich entwickeln.

Prinzipiell weisen stationäre Brennstoffzellen-Anlagen beim Einsatz als Blockheizkraftwerk (BHKW) in der dezentralen Energieversorgung eine Reihe von Vorteilen auf:

- Auf der Basis Kohlenstoff- und/oder Wasserstoff-haltiger Gase wie Erdgas, Biogas usw. wird direkt beim Verbraucher mit kompakten Einheiten die hochwertige Energie Strom erzeugt.
- Überschüssige Abwärme aus dem stromerzeugenden Teil der Brennstoffzellenanlage kann für Heizzwecke (und auch zur Kühlung) und zur Dampferzeugung genutzt werden (je nach BZ-Typ entsprechend dem verfügbaren Temperatur-Niveau).
- Die Option der Prozesswärmebereitstellung erweitert das Anwendungsspektrum auf zahlreiche Branchen bzw. Verbrauchs-Sektoren wie
 - Industrie (Papier, Stahl, Chemie)
 - Handel (Kaufhäuser, Hotels, Bürohäuser)
 - Dienstleistungen (Krankenhäuser, Schulen, Flughäfen) und
 - Haushalte und Kleinverbraucher.
- Brennstoffzellen sind geräusch- und vibrationsarm.
- Die Schadstoffbelastung für die Umwelt ist sehr gering.
- Je nach BZ-Typ und eingesetztem Brennstoff können hohe bis sehr hohe elektrische Wirkungsgrade erreicht werden.
- Ein Anstieg des elektrischen Wirkungsgrades bei Teillast ist möglich.
- Günstige Verhältnisse von Strom- zu Wärmeproduktion (hohe Stromkennzahlen) ermöglichen längere Laufzeiten pro Jahr (je nach Anwendungsfall).
- Teilweise kann durch einen Brandschutz über sauerstoffarme Abluft bzw. Wassererzeugung weiterer Zusatznutzen erzeugt werden.

Diese zahlreichen Vorteile haben weltweit zu großen Anstrengungen bei der Entwicklung von Niedertemperatur- und Hochtemperatur-Brennstoffzellen (NT-BZ und HT-BZ) für stationäre Anwendungen geführt.

Tab. 1-1 BZ-Typen und ihre wesentlichen Eigenschaften

Typ	Kurzzeichen	Elektrolyt	T-Bereich	Bemerkung
Alkaline Fuel Cell Alkalische BZ	AFC	Lauge (6 –7 molare KOH)	< 120 °C	Empfindlich gegen CO ₂
Polymer Electrolyte FC Polymerelektrolyt BZ	PEFC (PEMFC)	protonenleitende Kunststoffmembran	< 90 °C	Vor allem für mobile Anwendungen
High Temperature - Polymer Electrolyte FC	HT-PEFC	protonenleitende Kunststoffmembran, die Phosphorsäure enthält (PBI - Polybenzimidazol)	120 – 200 °C	Weniger empfindlich gegen CO ₂ , aber geringe Leistungsdichte
Phosphoric Acid FC Phosphorsäure BZ	PAFC	hochkonzentrierte Phosphorsäure	200 – 250 °C	Weniger empfindlich gegen CO ₂ , aber geringe Leistungsdichte
Molten Carbonate FC Karbonatschmelze BZ	MCFC	Gemisch aus Lithium- und Kaliumkarbonat	600 – 700 °C	Benötigt CO ₂ auf der Kathodenseite C-haltige Brenngase Hoher Anlagenwirkungsgrad
Solid Oxide FC Oxidkeramische BZ	SOFC	sauerstoffionen-leitfähige Keramik (Zirkoniumoxid 8YSZ)	600 – 1.000 °C	C-haltige Brenngase und H ₂ Sehr hoher Anlagenwirkungsgrad

2 Stand F&E in Deutschland

In der Vorgängerstudie „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“ (Wietschel et al. 2010) wurden verschiedene Schlüsselthemen für die weitere Brennstoffzellenentwicklung in den Bereichen Brenngaserzeugung, BZ-Stack und BZ-System identifiziert. Beispielsweise wurden im Bereich der Reformermaterialien und Katalysatoren durch die verstärkte Einbindung der chemischen Industrie und durch die größere Anzahl an Demonstrationsanlagen bereits große Fortschritte erzielt, wobei eine weitere Kostenreduktion notwendig ist.

Bei den Stacks gibt es bei Niedertemperatur-Brennstoffzellen vielversprechende Ansätze zur Reduktion der Alterung, die aber weiterhin im Wettstreit mit einer Reduktion der Platinbeladung steht. Alternative Membranmaterialien werden zwar an vielen Stellen untersucht, es stehen aber noch keine zur Nafion konkurrenzfähigen Materialien zur Verfügung.

Bei Hochtemperatur-Brennstoffzellen wurde die Fügetechnik deutlich verbessert, wodurch in Verbindung mit Designänderungen eine deutlich bessere Thermozyklrierbarkeit erzielt wurde. Die sehr rigiden Anforderungen für den Einsatz als APU beispielsweise im Lkw können allerdings noch nicht komplett erfüllt werden. Speziell bei Anodensubstratzellen stellt die Redoxstabilität immer noch eine große Herausforderung dar.

Mit zunehmender Anzahl an Demonstrationsanlagen vor allem im Bereich Mikro-KWK wurden das System und die Systemkomponenten deutlich verbessert und die Zuverlässigkeit der Anlagen deutlich erhöht. Jetzt stehen weitere Vereinfachung und Kostenoptimierung im Fokus, da die Zielkosten noch mindestens um den Faktor zwei bis drei niedriger liegen als die zurzeit erreichbar.

2.1 Mikro-KWK

In Japan hat die Mikro-KWK in den letzten 10 Jahren einen enormen Fortschritt gemacht. Inzwischen wurden mehr als 150.000 PEFC-Systeme von Toshiba und von Panasonic mit massiver öffentlicher Förderung am Markt platziert. In den letzten Jahren kamen ca. 10.000 SOFC Systeme von AISIN Seiki mit einem Stack von Kyocera hinzu.

In Europa, und da vorwiegend in Deutschland, wurde die Entwicklung bereits in den 90er Jahren begonnen. Zunächst von Sulzer-Hexis (heute Hexis) mit einer eigenen SOFC-Stack-Entwicklung, etwas später dann von Vaillant mit einem PEFC-System. Dem folgten dann Baxi, Viessmann und Buderus, alle zunächst auch mit PEFC-Systemen. Inzwischen hat sich die Situation deutlich gewandelt.

Vaillant hat 2005 die Entwicklung auf Basis PEFC eingestellt und ist nach einer kurzen Phase HT-PEFC auf die SOFC umgestiegen. Der Stack kommt von der in Dresden ansässigen Firma Sunfire. Inzwischen wurden mehr als 250 Systeme im Feld getestet. Der Markteintritt war für 2017 geplant. Am 15. März 2017 hat Vaillant bekannt gegeben, „die Entwicklungskapazitäten im Bereich Brennstoffzellen zu reduzieren“, da „Immobilienbesitzer ein solches Brennstoffzellen-Heizgerät derzeit nicht wirtschaftlich betreiben können“ (HZwei-Blog 2017).

Buderus hat die Entwicklung (nach der Übernahme durch Bosch in 2004) ebenfalls 2005 eingestellt. 2012 startete Bosch (seit 2008 Bosch Thermotechnik) eine Kooperation mit dem japanischen Hersteller für SOFC-Systeme AISIN Seiki. Die Markteinführung unter den Markennamen Buderus und Junkers sollte 2016 erfolgen.

Viessmann hat ebenfalls die eigene PEFC-Systementwicklung eingestellt und sich zweigleisig aufgestellt. Für den Einsatz in Neubauten will Viessmann die Systeme von Panasonic vertreiben. Für die Modernisierung von Gebäuden setzt Viessmann auf die SOFC und hat hierzu 2015 die Schweizer Firma HEXIS zu 100 % übernommen. HEXIS hat ca. 300 Systeme im Feld getestet und seit der Markteinführung 80 Systeme an Kunden verkauft (Stand Mitte 2016).

Baxi wurde 2013 von der BDR Thermea-Gruppe übernommen, die nach Einstellung der eigenen Entwicklungsarbeiten 2014 eine Kooperation mit Toshiba Fuel Cell Power Systems beschlossen hat und 2015 die Markteinführung mit einer Kleinserie von deren PEFC-System als Dachs InnoGen von SENERTEC gestartet.

Neben den Aktivitäten dieser großen Gasgerätehersteller gibt es einige Start-up Firmen, die in diesem Bereich tätig sind.

Die Dresdner Firma inhouse bietet ein 5 kW PEFC-System für Mehrfamilienhäuser an. Die Firma Elcore vertreibt ein 300 W System auf der Basis einer HT-PEFC. Die italienische Firma SolidPower bietet nach der Übernahme der australischen Firma Ceramic Fuel Cells (CFC) ein 1,5 kW System (BlueGen) mit 60 % elektrischem Netztowirkungsgrad und eigenem 2,5 kW System (EnGen-2500) an, beide auf der Basis SOFC.

2.2 KWK und dezentrale Stromversorgung

Im Bereich größerer KWK-Anlagen und dezentraler Stromversorgung gibt es in Deutschland nur wenige Entwicklungsaktivitäten: sunfire im Bereich der SOFC mit eigener Stack- und Systemtechnik, allerdings mit dem Schwerpunkt Elektrolyse, N₂telligence basierend auf den PAFC-Anlagen der japanischen Firma Fuji Electric und FuelCellEnergy Solutions GmbH basierend auf der MCFC-Technologie der amerikanischen Firma Fuel Cell Energy in Kooperation mit dem IKTS Dresden.

Die Phosphorsäure-Brennstoffzelle (PAFC) war lange Zeit die kommerziell am weitesten entwickelte Brennstoffzelle. Die amerikanische Firma ONSI entwickelte und verkaufte BHKW-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 200 kW. Zwischenzeitlich firmierte die Firma unter UTC Fuel Cells, die dann zunächst von ClearEdge Power und später von Doosan Fuel Cell America übernommen wurde. Das wichtigste Produkt ist zurzeit die 400 kW Anlage Pure Cell 400, die für ca. 3.000 \$/kW vertrieben wird. Mit einzelnen Anlagen des Vorgängermodells PC25, das ca. 300-mal verkauft wurde, wurden Betriebszeiten von mehr als 60.000 h erreicht. Aktuell werden die Anlagen mit einem Revisionszyklus von 10 Jahren angeboten. Ein weiterer Anbieter von PAFC-Anlagen ist die japanische Firma Fuji Electric Corporation, deren 100 kW Anlagen in Europa durch die Firma N₂telligence vertrieben werden. Als besondere Systemeigenschaft wird das Abgas zur Reduktion der Brandgefahr in Rechenzentren etc. eingesetzt. Bis 2015 wurden sechs solche Anlagen in Deutschland installiert.

Ab etwa 2003 wurden dann deutlich mehr Karbonaltschmelze-Brennstoffzellen (MCFC) Anlagen der Firma Fuel Cell Energy (FCE), ebenfalls angesiedelt in den USA, verkauft. Diese Anlagen werden in Größen von 0,3, 1,4 und 2,8 MW verkauft. Über lange Jahre gab es eine Kooperation mit der deutschen Firma MTU, die 300 kW Systeme (HotModule™) unter Verwendung der Stacks von FCE gebaut hat. Bis 2012 wurden von FCE ca. 80 Anlagen in den USA und in Asien und von der MTU ca. 40 HotModule-Anlagen in Europa installiert. In 2012 wurden die Aktivitäten der MTU von einem Joint Venture aus FCE und dem Fraunhofer Institut IKTS/Dresden unter dem Namen Fuel Cell Energy Solutions (FCES) übernommen. 2013 wurde von FCE eine 58 MW Anlage in Südkorea installiert (basierend auf den 2,8 MW-Einheiten) und 2016 wurde von FCES eine erste 1,4 MW Anlage in Europa für Friatec über EoN installiert. Die Kosten sollen bei 2.500 – 3.000 €/kW liegen. Gemeinsam mit dem IKTS erfolgt eine Weiterentwicklung der Stack-Technologie, da die Lebensdauer der Stacks zurzeit auf ca. 35.000 h begrenzt ist

Mit der Gründung von Bloom Energy (vormals Ion Amerika) in 2005 ist eine finanzstarke Start-up Firma in den USA auf den Plan getreten, die 100 und 200 kW SOFC-Anlagen anbietet. Zwischenzeitlich wurden überwiegend in den USA Anlagen mit insgesamt mehr als 140 MW (Stand 2014) installiert. Die Anlagen sollen einen Wirkungsgrad von > 50 % besitzen und in der neuesten Generation für 4000 \$/kW verfügbar sein.

In Finnland beschäftigt sich die Firma Convion (eine Ausgründung von Wärtsilä) mit der Entwicklung von 20 und 50 kW SOFC-Anlagen, befindet sich aber am Beginn des Demo-Stadiums.

Mitsubishi Heavy Industries hat in Japan eine 250 kW Druck-Hybrid-Anlage auf der Basis tubularer SOFC entwickelt und vor einigen Jahren 3000 h Betrieb demonstriert. Aktuellere Daten sind nicht bekannt.

Die koreanische Firma LG hat die Aktivitäten von Rolls Royce übernommen und arbeitet ebenfalls an einer 250 kW Druck-Hybridanlage, konnte aber bislang noch keine Anlage demonstrieren.

Die PEFC zeichnet sich zwar durch eine hohe Leistungsdichte aus. Allerdings schränkt das niedrige Temperaturniveau die Nutzwärme-Anwendungen ein und der Aufwand für die Erdgasreformierung begrenzt den Systemwirkungsgrad auf ca. 36 %, weshalb nach einigen Versuchsanlagen von Alstom-Ballard zwischen 2001 und 2004 keine weiteren Anlagen basierend auf Erdgas gebaut wurden. Ballard hat mit der 1,1 MW ClearGen™ Anlage bei Toyota Motor Sales USA (TMS) sales and marketing headquarters campus in Torrance, California, die direkt aus einer Wasserstoff-pipeline versorgt wird, den Schritt hin zu PEFC-Großanlagen basierend auf Wasserstoff gemacht. Es wird von der Installation von bislang zwei Anlagen berichtet. Die niederländische Firma NedStack hat 2011 eine wasserstoffbetriebene 1 MW Anlage bei Solvay in Belgien errichtet und 2016 eine 2 MW Anlage in China bei Ynnovate Sanzheng.

Die längste Entwicklungszeit für diese BHKW-Anwendungen hat die PAFC-Technologie. Allerdings konnten trotz großer Anstrengungen die Anlagenkosten noch nicht auf das Niveau der konventionellen Anlagen gebracht werden.

Die MCFC hat zwar bei der Kostenreduktion einen großen Fortschritt gemacht und in etwa das Niveau der PAFC erreicht. Allerdings stellt die mangelnde Langzeitstabilität ein weiteres großes Hindernis für einen breiteren Markterfolg dar.

Die SOFC hat das größte Potenzial hinsichtlich des elektrischen Nettowirkungsgrads. Im Gegensatz zu den PAFC- und den MCFC-Anlagen, die Einzelstacks mit einer Leistung von mehreren hundert kW verwenden, haben die Stacks, die Bloom Energy verwendet, nur eine Leistung von 1 bis 2 kW, weshalb sehr viele Einzelkomponenten verschaltet werden müssen. Allerdings arbeitet die SOFC mit einer zwei- bis dreimal so großen Leistungsdichte.

3 Relevanz öffentlicher Förderung

3.1 Kriterium 1: Vorlaufzeiten

Die Situation bei Mikro-KWK und KWK-Anlagen größerer Leistung ist wie oben beschrieben vor allem in Deutschland sehr unterschiedlich. Während es im Bereich der größeren KWK-Anlagen keine nennenswerten industriellen Aktivitäten gibt, haben bei der Mikro-KWK alle führenden Hersteller entweder eigene Entwicklungsarbeiten oder arbeiten verstärkt mit ausländischen Partnern (vor allem aus Japan) zusammen. Alle befinden sich bereits im Stadium der Feldtests oder der Markteinführung. Deshalb ist bei den Mikro-KWK-Anlagen ein Markteinführungsprogramm notwendig, wie es derzeit von der Bundesregierung angeboten wird. Durch die überschaubaren Anlagenkosten (10 bis 20.000 €) und das große Marktpotenzial, was die Anzahl an Anlagen angeht, ist es deutlich einfacher als bei großen KWK-Anlagen, bereits in einem relativ frühen Entwicklungsstadium Feldtests mit einer nennenswerten Anzahl an Anlagen durchzuführen. Dies bedeutet aber nicht, dass keine Verbesserungen bei Stack- und Anlagentechnik mehr erforderlich sind. Im Gegenteil, um die ehrgeizigen Kostenziele bei der geforderten Langzeitstabilität zu erreichen, sind noch zahlreiche grundlegende Verbesserungen notwendig. Insbesondere ist vor allem der Eigenheim-Markt sehr konservativ. Außerdem muss sich zeigen, ob im Verhältnis zum potenziellen Mehrwert der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme die komplexe KWK-Technologie lohnend ist.

Bei den größeren KWK-Anlagen muss bei der MCFC vor allem die Stacktechnik hin zu besserer Langzeitstabilität weiterentwickelt werden (hierzu gibt es vielversprechende erste Ergebnisse). Hier ist mit FCES zumindest ein Industriepartner aktiv. Bei der SOFC gibt es einige Forschungsaktivitäten bei der mittelständischen Industrie (ElringKlinger, New Enerday), bei Start-ups (Sunfire) und an Universitäten und Forschungseinrichtungen. Allerdings fehlt der Pusch hin zu größeren dezentralen Anlagen, weshalb (oder weil) es an Beteiligung der Industrie aus dem klassischen Kraftwerks- und Energiesektor fehlt.

Eine Unterscheidung zwischen den Szenarien DE_80 % und 95 % ist beim vorliegenden Technologiefeld nicht möglich (Tab. 3-1).

Tab. 3-1 Vorlaufzeiten bis zur Kommerzialisierung im Technologiefeld Brennstoffzellen

Abhängig von den verschiedenen Szenarienentwicklungen und öffentlicher Förderung ist mit der Inbetriebnahme der ersten kommerziellen Anlage in Deutschland zu rechnen ...

Mikro-KWK

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☒ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

KWK

Szenarienbereich DE_80 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☒ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

Szenarienbereich DE_95 % bis 2020 ☐ bis 2030 ☐ bis 2040 ☐ bis 2050 ☐ nach 2050 ☐

3.2 Kriterium 2: Forschungs- und Entwicklungsrisiken (technisch, wirtschaftlich, rohstoffseitig)

Im Rahmen des Technologiefeldes Brennstoffzellen sind bei der stationären Anwendung zwei unterschiedliche Anwendungsbereiche zu unterscheiden (siehe Tab. 3-2). Dies ist zum einen die Mikro-KWK, d. h. Kleinanlagen bis 5 kW_{el}, die vorzugsweise in Ein- und Mehrfamilienhäusern zur Strom- und Wärmeversorgung eingesetzt werden, und das klassische BHKW, das von 10 kW_{el} bis einige MW_{el} gehen und für die unterschiedlichsten Anwendungen (Stadtteilversorgung, Industrie, Krankenhäuser, Hotels, etc.) zum Einsatz kommen kann. Diese Anlagen können natürlich auch als reine dezentrale Stromerzeuger eingesetzt werden.

Neben dieser Unterscheidung nach der Leistungsgröße muss zusätzlich nach der Brennstoffzellentechnologie unterschieden werden, da die verschiedenen Brennstoffzellentypen, abhängig von der Anwendung, einen unterschiedlichen Entwicklungsstand und unterschiedliche Entwicklungsschwerpunkte aufweisen.

Seit Ende der 90er wird von den wichtigsten Gasgeräteherstellern und einigen Start-ups die Stack- und Systemtechnik für Mikro-KWK-Anwendungen entwickelt. Basierend auf dem Brennstoff Erdgas hat sich gezeigt, dass die Anforderungen an die Systemtechnik der Niedertemperatur-Brennstoffzelle hinsichtlich Dynamik, Kompaktheit und Kosten sehr hoch sind. Zudem konnte bei der Stackentwicklung die Synergie mit der Fahrzeugentwicklung nicht ausreichend genutzt werden, da sich die Anforderungen aus den jeweiligen Anwendungen doch deutlich unterscheiden. Inzwischen wurden alle eigenen Entwicklungen basierend auf der PEFC eingestellt (ausgenommen das Start-up InHouse engineering GmbH und Elcore, die die HT-PEFC verwenden) und entweder auf die SOFC umgestellt oder eine Kooperation mit den japanischen Herstellern Toshiba und Panasonic eingegangen. Im Rahmen von verschiedenen Förderprogrammen, wie Callux und ene.field, wurde die technologische Reife der Mikro-KWK mit zahlreichen Feldtests nachgewiesen (TRL 7 bis TRL 8).

Für einen kommerziellen Erfolg müssen allerdings die Systemkosten noch deutlich reduziert und die Langzeitstabilität deutlich erhöht werden. Die Systeme müssen einfacher und robuster werden. Hier besteht weiter Entwicklungsbedarf bei Gasaufbereitung/Reformierung/Feinreinigung (insbesondere bei der PEFC) und der sonsti-

gen Systemtechnik sowie bei der Stacktechnik. Bei der PEFC muss die Platinbeladung weiter reduziert werden bei gleichzeitiger Verbesserung der Langzeitstabilität. Der kostengünstige Ersatz für die Nafion-Membran ist weiterhin ein langfristiges Forschungsthema. Bei der SOFC sind wesentliche Themen die thermomechanische Belastung der Bauteile (vor allem Zelle und Fügung) aufgrund der auftretenden Temperaturgradienten und der Unterschiede im thermischen Ausdehnungskoeffizienten der verschiedenen Bauteile sowie die Interdiffusion zwischen den verschiedenen Werkstoffen aufgrund der hohen Betriebstemperatur.

Bei größeren Anlagen für Anwendungen als BHKW oder dezentrale Stromversorgung hat sich gezeigt, dass bei Verwendung von Erdgas oder Biogas die Hochtemperatur-Brennstoffzellen eindeutige Vorteile beim Wirkungsgrad haben (Blum 2011) und die Gasaufbereitung deutlich einfacher und damit kostengünstiger wird. Die Karbonatschmelze-Brennstoffzellen haben den Vorteil, dass große Einheiten realisiert werden können (FCE-Basiseinheit 300 kW), dass aber die Langzeitstabilität noch deutlichen Einschränkungen unterliegt (Choi 2010, Baumgärtner 2016). Bei der SOFC kommt zu den oben beschriebenen Punkten hinzu, dass die einzelnen keramischen Elemente in ihrer Größe sehr beschränkt sind und es deshalb eine große Herausforderung darstellt, Stackeinheiten im Bereich von 10 kW zu realisieren. Beispielsweise basieren die 200 kW Anlagen von Bloom Energy auf Stackeinheiten von ca. 1,5 kW Leistung. Damit stellt auch die Anlagentechnik zur optimalen Verschaltung vieler Stackeinheiten einen wesentlichen Entwicklungsschwerpunkt dar.

Tab. 3-2 Aktuelles Entwicklungsstadium des Technologiefeldes Brennstoffzellen in Deutschland

Grobklassifizierung	Feinklassifizierung	T1	T2
Grundlagenforschung			
	TRL 1 – Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potenzielle Anwendungen denkbar	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Technologieentwicklung			
	TRL 2 – Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 3 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 4 – Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Demonstration			
	TRL 5 – Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
	TRL 6 – Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 7 – Prototypentest in Betriebsumgebung	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	TRL 8 – Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Kommerzialisierung			
	TRL 9 – Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
TRL= Technology Readiness Level			
T1 = Mikro KWK, T2 = BHKW			

Tab. 3-3 Bewertung technischer und wirtschaftlicher Forschungs- und Entwicklungsrisiken in Zusammenhang mit Technologiefeld Brennstoffzellen

	sehr gering	gering	eher gering	eher hoch	hoch	sehr hoch
Das <i>technische</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Das <i>wirtschaftliche</i> Forschungs- und Entwicklungsrisiko ist ...	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Tab. 3-4 Einsatz kritischer Rohstoffe im Technologiefeld Brennstoffzellen

Kritischer Rohstoff	Substitutionsmöglichkeit	Rezyklierbarkeit	BZ-Typ
Platin	gering	Ja	PEFC
Palladium	gering	Ja	PEFC
Ruthenium	gering	Ja	PEFC
Lanthan	Nein	Nein	SOFC
Strontium	Nein	Nein	SOFC
Kobalt	Nein	Nein	SOFC
Yttrium	Nein	Nein	SOFC
Scandium	Ersatz für Yttrium	Nein	SOFC
Gadolinium	Nein	Nein	SOFC
Cer	Nein	Nein	SOFC
Lithium	Nein	Nein	MCFC

Bei der PEFC muss im Wesentlichen aus Kostengründen der Einsatz der Edelmetalle reduziert und eine Kreislaufwirtschaft etabliert werden. Dies ist bei Edelmetallen technisch kein Problem.

Bei den Hochtemperatur-Brennstoffzellen liegen die Elemente grundsätzlich in oxidiert Form oder in Verbindung mit anderen Elementen vor. Ein Recycling ist deshalb bislang mit vertretbarem Aufwand nicht machbar.

4 Detaillierte Bewertung des Technologiefeldes

4.1 Kriterium 3: Marktpotenziale

Zu den Marktpotenzialen von stationären Brennstoffzellenanlagen liegen keine hier verwendbaren Analysen vor. Eine Unterscheidung der verschiedenen Szenarienbereiche (INT_2°C und INT_besser_2°C) ist deshalb nicht möglich. In den Tabellen werden deshalb die Bereiche Mikro-KWK und BHKW dargestellt.

Als Marktpotenzial wird von den heute niedrigen installierten Leistungen ausgegangen und auf 2020 extrapoliert und entsprechend dem Anfangsverlauf einer S-Kurve mit für die jeweilige Anwendung sinnvoll erscheinenden Anstiegen gerechnet (siehe Abb. 4-1), die laut Kriterienraster zwischen 10 und 30 % pro Jahr liegen. Die anteiligen Brennstoffzellenzahlen werden auf Gesamtzahlen bezogen, die entweder aus der Literatur verfügbar sind oder aus anderen Szenarien abgeleitet werden.

Eine detaillierte Marktanalyse kann im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt werden.

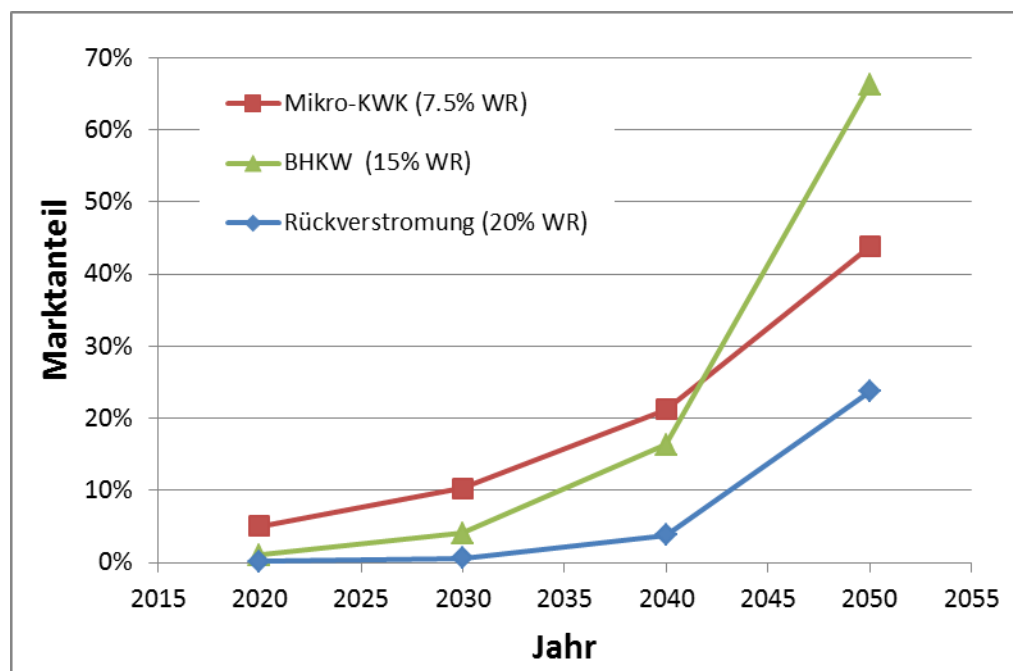


Abb. 4-1 Entwicklung des Marktanteils der verschiedenen Anwendungen, basierend auf den jeweils angenommenen Wachstumsraten WR

Teilkriterium 3.1 Globales Marktpotenzial

Mikro-KWK

Vaillant gibt für Europa ein Gesamtvolumen von 5 Mio. Heizgeräten pro Jahr an (Stand 2000) (Vaillant 2000). Setzt man für Nordamerika (Bukold 2014) und Asien 10 Mio. Heizgeräte an, so ergibt sich unter den Annahmen 0,7 kW Systemleistung und 4.000 Volllastbetriebsstunden pro Jahr ein Marktpotenzial von 42 TWh.

Als Anteil der BZ-Anlagen am gesamten Marktpotenzial wird bei einer jährlichen Steigerung von 7,5 % angenommen:

2020: 5 %, 2030: 10 %, 2040: 21 %, 2050: 44 %

Für 2020 wird in der Studie von Pehnt et al. (2012) im „Szenario Dynamik“ für die deutschen Hersteller von 150.000 BZ-Heizgeräten bis 1 kW_{el} ausgegangen (50 % davon für den Export), was unter obigen Annahmen 0,42 TWh entspricht. Das wäre 1 % des Gesamtmarktes. Diese Zahl wurde in Japan für den heimischen Markt bereits 2016 erreicht.

KWK und dezentrale Stromversorgung

Biogasanlagen in Europa:

Im SuperSOFC-Meeting am 30.01.2017 in Stuttgart wurde vom Imperial College (Gandilio) über das Potenzial im Bereich Klärgas berichtet: In Europa gibt es 23.000 Kläranlagen mit einem Potenzial für Biogasanlagen (> 40 kW) von 5.141 Anlagen (> 1.000 Anlagen in Deutschland). Hieraus ergibt sich für Europa ein Potenzial von 930 – 2550 MW_{el}, was bei 6.000 Betriebsstunden/a insgesamt *6 bis 15 TWh* entspricht.

Rückverstromung:

In 2013 betrug die weltweite Stromproduktion 23.445 TWh (Statista 2014).

Um in Zeiten von nicht ausreichender regenerativer Leistung den Strombedarf zu decken, wird von einer Rückverstromung von Wasserstoff (eventuell auch Erdgas) ausgegangen. Es wird angenommen, dass sich diese Zeiten zu geringer regenerativer Stromproduktion auf 20 % des gesamten Strombedarfs aufsummieren. Dies entspricht bei einer Betriebszeit von 1.752 h (20 % von 8.760 h) einem Bedarf von 4.691 TWh. Dieser kann durch zentrale Gaskraftwerke und durch dezentrale Kleinanlagen gedeckt werden. Für BZ-Anlagen wird hierbei bei einer jährlichen Steigerung von 20 % von folgendem Anteil (bezogen auf den Gesamtbedarf) ausgegangen:

- 2020: 0,1 % = 4,7 TWh; das entspricht 2.680 Anlagen à 1 MW
- 2030: 0,6 % = 29 TWh; das entspricht 16.600 Anlagen à 1 MW
- 2040: 4 % = 180 TWh; das entspricht 103.000 Anlagen à 1 MW
- 2050: 24 % = 1114 TWh; das entspricht 635.000 Anlagen à 1 MW

In Tab. 4-1 werden die Bereiche Mikro-KWK und BHKW dargestellt.

Tab. 4-1 Analyse des globalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Brennstoffzellen: Mikro-KWK und BHKW (ohne Biogasanlagen)

Jahr	Referenz (BAU)		Mikro-KWK		BHKW	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014				0,3*		0,6**
2020				2,1		4,7
2030				4,3		29
2040				8,9		180
2050				18,4		1114

* Abschätzung: Japan: 100.000 Systeme mit 0,7 kW und 4000 Betriebsstunden pro Jahr
 ** Abschätzung: Korea und USA (MCFC und SOFC): 100 MW und 6000 Betriebsstunden pro Jahr

Teilkriterium 3.2 Nationales Marktpotenzial

Mikro-KWK

Vaillant gibt für Deutschland ein Gesamtvolumen von 2 Mio. Heizgeräten pro Jahr an (Stand 2000). Somit ergibt sich unter den Annahmen 0,7 kW Systemleistung und 4.000 Volllastbetriebsstunden pro Jahr ein Marktpotenzial von 5,6 TWh.

Als Anteil der BZ-Anlagen am gesamten Marktpotenzial wird bei einer jährlichen Steigerung von 7,5 % angenommen:

2020: 5 %, 2030: 10 %, 2040: 21 %, 2050: 44 %

Bei 10.000 €/System entspräche dies in 2020 einem Umsatz von 2 Mrd. €. Pehnt et al. ermitteln im „Szenario Dynamik“ für den Heimatmarkt einen Umsatz von 1,8 Mrd. € (Pehnt et al. 2012).

KWK und dezentrale Stromversorgung

Biogasanlagen:

Im SuperSOFC-Meeting am 30.01.2017 in Stuttgart wurde vom Imperial College (Gandilio) über das Potenzial im Bereich Klärgas berichtet: In Deutschland gibt es mehr als 1.000 Kläranlagen mit einem Potenzial für Biogasanlagen > 40 kW. Hieraus ergibt sich für Deutschland ein Potenzial von 200 - 500 MW_{el}, was bei 6.000 Betriebsstunden/a insgesamt 1,2 bis 3 TWh entspricht.

Bei 1.500 €/kW entspräche dies einem Umsatz von ca. 750 Mio. €.

BHKW:

Tab. 4-2 zeigt, welche BHKW-Anlagen in den letzten Jahren in Deutschland installiert wurden:

Tab. 4-2 In Deutschland installierte BHKW-Anlagen seit 2012

Elektrische Leistung	2012		2013		2014		2015	
	Anzahl	MW _{el}	Anzahl	MW _{el}	Anzahl	MW _{el}	Anzahl	MW _{el}
<= 2 kW	1.505	1,5	2.008	2,0	1.459	1,5	975	1,0
> 2 <= 10 kW	2.193	11,4	2.497	13,2	2.630	14,5	1.987	11,0
> 10 <= 20 kW	950	17	1.116	20	1.451	27	867	17
> 20 <= 50 kW	520	22	681	29	879	38	537	25
> 50 <= 250 kW	262	37	407	60	594	92	371	56
> 250 <= 500 kW	89	34	97	37	167	63	95	35
> 500 kW <= 1 MW	51	39	47	34	107	76	56	41
> 1 <= 2 MW	52	86	81	134	85	140	49	81
> 2 <= 10 MW	19	90	46	206	31	131	8	33
> 10 <= 50 MW	9	174	12	275	13	289	3	47
> 50 <= 100 MW	1	89	6	391	1	62	0	0
> 100 MW	1	106	1	191	5	779	2	408
Summe	5.652	716	6.999	1.392	7.422	1.713	4.950	755

Quelle: Anzahl der beim BAFA zugelassenen KWK-Anlagen nach Größenklassen und Inbetriebnahmejahr (Stand 06.06.2016) von Gailfuß (2016)

Im für Brennstoffzellen relevanten Leistungsbereich von 10 kW bis 10 MW beträgt die 2014 installierte Leistung 567 MW (wegen Gesetzesänderungen und dem damit verursachten Einbruch wurde das Jahr 2015 nicht berücksichtigt). Bei 6.000 Voll-lastbetriebsstunden pro Jahr ergeben sich damit 3,4 TWh. Der Anteil an BZ-Anlagen ist bislang verschwindend gering, könnte sich aber wegen der deutlich geringeren Emissionen und des besseren Wirkungsgrads in den nächsten Jahren deutlich erhöhen. Allerdings gibt es auf diesem Gebiet bislang keine deutschen Anbieter, mit Ausnahme von Sunfire, die sich allerdings bislang auf die Elektrolyse und spezielle Märkte konzentrieren und deren größere BZ-Anlagen sich im Vor-Demo-Stadium (TRL 4) befinden (z. B. Projekt „SchiBZ“).

Da keine Zahlen zum möglichen Marktanteil bei KWK-Anlagen verfügbar sind, wird für BZ-Anlagen, nach einer Vorlaufphase bis 2020 mit geringem Anteil, von folgenden steigenden Anteilen (jährliche Steigerung 15 %) ausgegangen, um Aussagen über den Effekt bzgl. Einsparungen und Marktvolumen machen zu können (Basis ist der jährliche Zubau an BHKW-Anlagen wie 2014):

- 2020: 1 % = 0,03 TWh; das entspricht 57 Anlagen à 100 kW
- 2030: 4 % = 0,14 TWh; das entspricht 229 Anlagen à 100 kW
- 2040: 16 % = 0,56 TWh; das entspricht 927 Anlagen à 100 kW
- 2050: 66 % = 2,25 TWh; das entspricht 3.752 Anlagen à 100 kW

Bei 1.500 €/kW entspräche dies in 2050 einem Umsatz von ca. 563 Mio. €.

Rückverstromung:

Die Stromproduktion lag 2014 in Deutschland bei 620 TWh (Statista 2016). In der folgenden Überlegung wird angenommen, dass dieser Wert bis 2050 konstant bleibt.

Um in Zeiten nicht ausreichender regenerativer Leistung den Strombedarf zu decken, wird von einer Rückverstromung von Wasserstoff (evtl. auch Erdgas) ausgegangen. Es wird angenommen, dass sich diese Zeiten von zu geringer regenerativer Stromproduktion auf 20 % des gesamten Strombedarfs aufsummieren. Dies entspricht bei einer Betriebszeit von 1.752 h (20 % von 8760 h) einem Bedarf von 124 TWh. Dieser kann durch zentrale Gaskraftwerke und durch dezentrale Kleinanlagen gedeckt werden. Da keine Zahlen zum möglichen Marktanteil von BZ-Anlagen verfügbar sind, wird nach einer Vorlaufphase bis 2020 mit geringerem Anteil von folgenden steigenden Anteilen (jährliche Steigerung 20 %) ausgegangen, um Aussagen über den Effekt bzgl. Einsparungen und Marktvolumen machen zu können:

- 2020: 0,1 % = 0,1 TWh; das entspricht 71 Anlagen à 1 MW
- 2030: 1 % = 0,8 TWh; das entspricht 438 Anlagen à 1 MW
- 2040: 10 % = 4,8 TWh; das entspricht 2.713 Anlagen à 1 MW
- 2050: 20 % = 29,4 TWh; das entspricht 16.801 Anlagen à 1 MW

Bei 1.500 €/kW entspräche dies in 2050 einem Umsatz von ca. 25 Mrd. €.

Tab. 4-3 Analyse des nationalen Marktpotenzials für das Technologiefeld Brennstoffzellen: Mikro-KWK und BHKW (ohne Biogasanlagen) inkl. Rückverstromung

Jahr	Referenz (BAU)		Mikro-KWK		BHKW	
Einheit	TWh		TWh		TWh	
	Min	Max	Min	Max	Min	Max
2014				0,002*		0,036**
2020				0,28		0,13
2030				0,58		0,91
2040				1,19		5,31
2050				2,45		31,69
* Abschätzung: Deutschland: 500 Systeme mit 0,7 kW und 4.000 Betriebsstunden pro Jahr						
** Abschätzung: PAFC, MCFC und SOFC: 6 MW und 6.000 Betriebsstunden pro Jahr						

4.2 Kriterium 4: Beitrag zu Klimazielen und weiteren Emissionszielen

Teilkriterium 4.1 Vermiedene Treibhausgas-Emissionen

Die CO₂-Einsparungen hängen vom Anlagenwirkungsgrad ab und davon, ob die Anlagen als KWK-Anlage in Konkurrenz zur Heizung plus Kraftwerksmix oder zum klassischen BHKW betrieben werden oder als dezentrale Stromerzeugung in Konkurrenz zu zentralen Großkraftwerken (und damit dem Kraftwerksmix). Die CO₂-Emissionen des Kraftwerksmix beziehen sich auf den Anteil an fossilen Kraftwerken, da nur deren Anteil durch die Brennstoffzellenanlagen ersetzt wird (Wietschel et al. 2010). Die Brennstoffzellenanlagen werden mit Erdgas betrieben.

Fall 1: Mikro-KWK in Konkurrenz zur Heizung plus Kraftwerksmix

Für das Jahr 2020 ergibt sich abhängig von der Abdeckung des Strombedarfs des EFH durch die Brennstoffzellenanlage eine CO₂-Einsparung von ca. 37 % (bei 50 % Abdeckung des Eigenbedarfs) bis zu ca. 72 % (bei 100 % Eigenversorgung) (Abb. 4-2). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hierbei vernachlässigbar, da bei besserem Wirkungsgrad weniger Wärme produziert wird, weshalb entsprechend mehr Gas in der Therme verbraucht wird. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 5 % von 2 Mio. Geräten (5 % von 1.400 MW) entspricht dies einer CO₂-Einsparung zwischen 400.000 und 800.000 t pro Jahr.

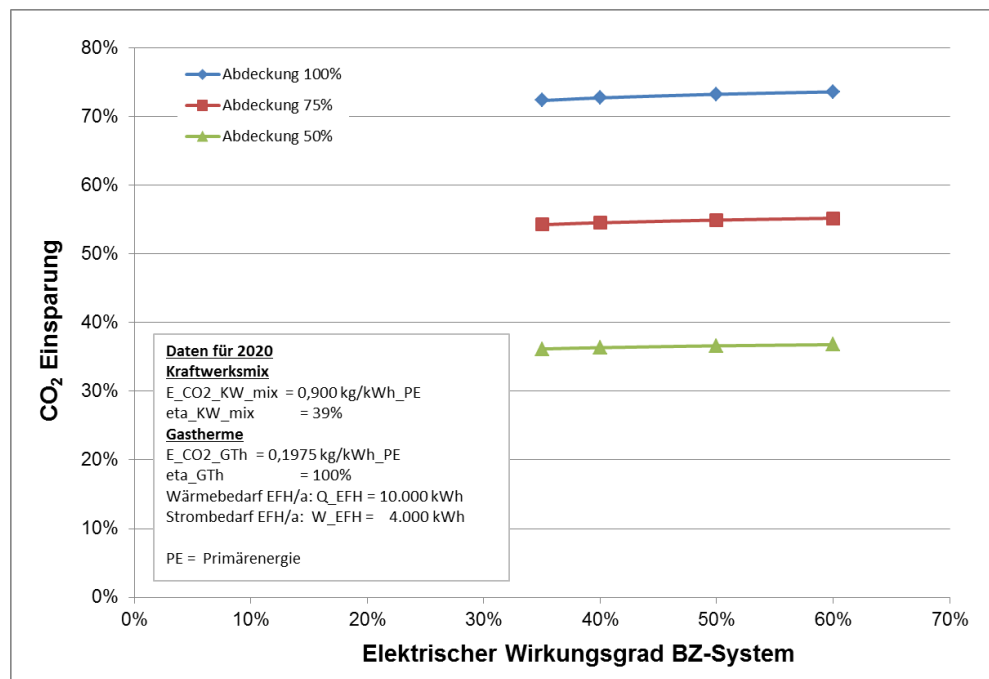


Abb. 4-2 Mikro-KWK: CO₂-Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems für unterschiedliche Abdeckung des Strombedarfs im EFH für 2020, unter der Voraussetzung, dass immer die gleiche Energie von der BZ-Anlage bereitgestellt wird, unabhängig vom jeweiligen Wirkungsgrad

Für das Jahr 2050 ergibt sich abhängig von der Abdeckung des Strombedarfs des EFH durch die Brennstoffzellenanlage aufgrund des im Vergleich zu 2020 um 4,5 %-Punkte höheren Kraftwerkswirkungsgrads eine CO₂-Einsparung von ca. 32 % (bei 50 % Abdeckung des Eigenbedarfs) bis zu etwa 69 % (bei 100 % Eigenversorgung) (Abb.

4-3). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hierbei gering, da bei besserem Wirkungsgrad weniger Wärme produziert wird, weshalb entsprechend mehr Gas in der Therme verbraucht wird. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 44 % von 2 Mio. Geräten (44 % von 1.400 MW) entspricht dies einer CO₂-Einsparung zwischen 2,9 Mio. und 5,6 Mio. t pro Jahr (ohne Berücksichtigung des kumulativen Effekts aus den Vorjahren).

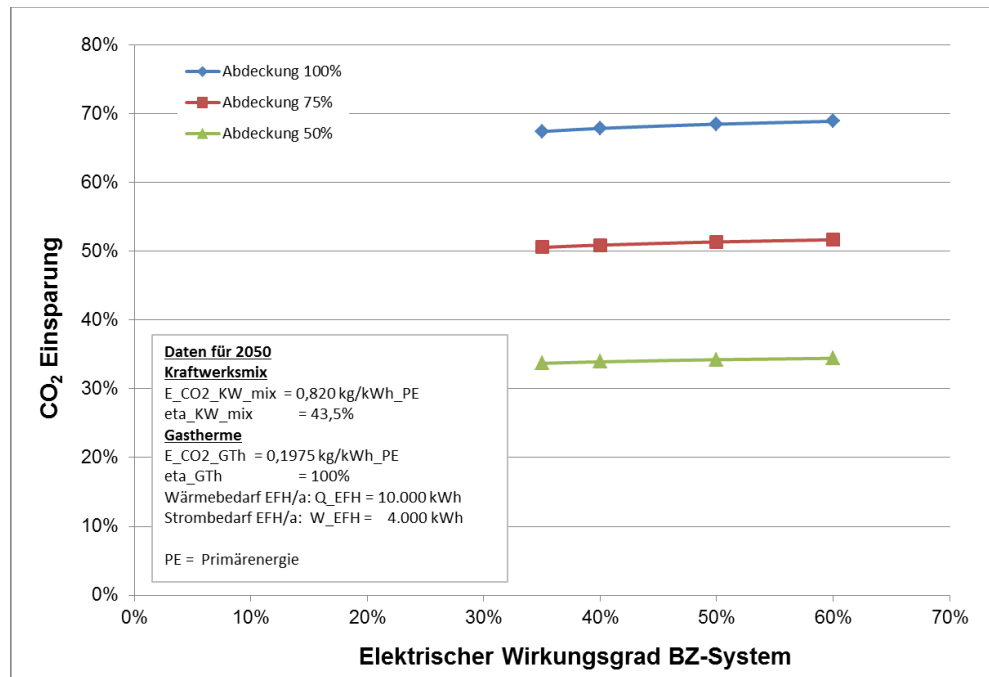


Abb. 4-3 Mikro-KWK: CO₂-Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems für unterschiedliche Abdeckung des Strombedarfs im EFH für 2050, unter der Voraussetzung, dass immer die gleiche Energie von der BZ-Anlage bereitgestellt wird, unabhängig vom jeweiligen Wirkungsgrad

Fall 2: Dezentrale Strom- und Wärmeerzeugung in Konkurrenz zum Diesel-BHKW

Für das Jahr 2020 ergibt sich abhängig vom elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage eine CO₂-Einsparung zwischen 22 % (bei 40 % Wirkungsgrad) und 48 % (bei 60 % Wirkungsgrad) (Abb. 4-4). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlich, da die produzierte Strommenge konstant gehalten und damit die zusätzlich genutzte Wärmemenge bei höherem Wirkungsgrad kleiner wird. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 1 % von 567 MW entspricht dies einer CO₂-Einsparung zwischen 5.000 und 10.000 t pro Jahr.

Hält man den Wirkungsgrad des Dieselmotor-BHKW konstant, ergibt sich für 2050 bei einer Abdeckung von 66 % eine CO₂-Einsparung zwischen 320.000 und 690.000 t pro Jahr.

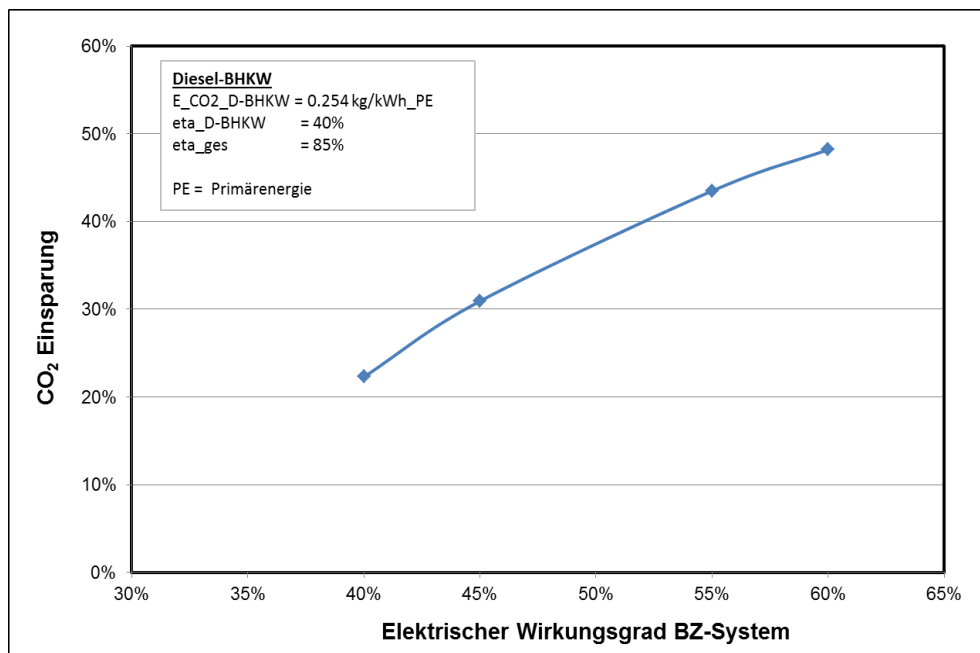


Abb. 4-4 BHKW: CO₂-Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zu Dieselmotor-BHKW für 2020/2050

Fall 3: Dezentrale Stromerzeugung in Konkurrenz zum Kraftwerksmix

Für das Jahr 2020 ergibt sich abhängig vom elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage eine CO₂-Einsparung zwischen 75 % (bei 35 % Wirkungsgrad) und 86 % (bei 60 % Wirkungsgrad). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlich, da keine Wärmenutzung angenommen wird (Abb. 4-5). Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 1 % von 567 MW entspricht dies einer CO₂-Einsparung zwischen 60.000 und 66.000 t pro Jahr.

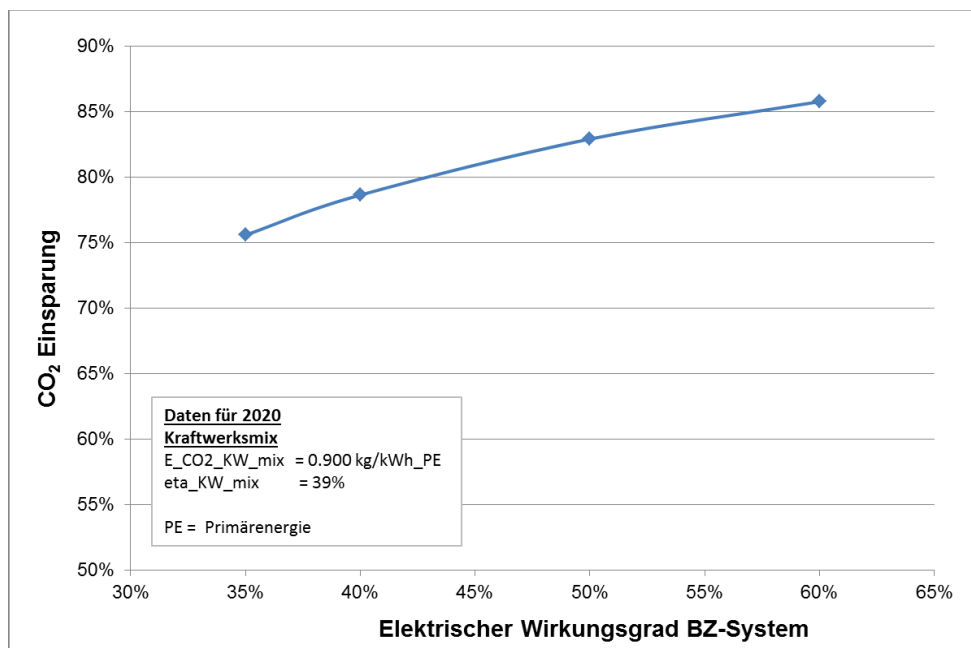


Abb. 4-5 Dezentrale Stromversorgung: CO₂-Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2020

Für das Jahr 2050 ergibt sich abhängig vom elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage eine CO₂-Einsparung zwischen 70 % (bei 35 % Wirkungsgrad) und 82 % (bei 60 % Wirkungsgrad) (Abb. 4-6). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlich, da keine Wärmenutzung angenommen wird. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 66 % von 567 MW entspricht dies einer CO₂-Einsparung zwischen 3,1 und 3,5 Mio. t pro Jahr.

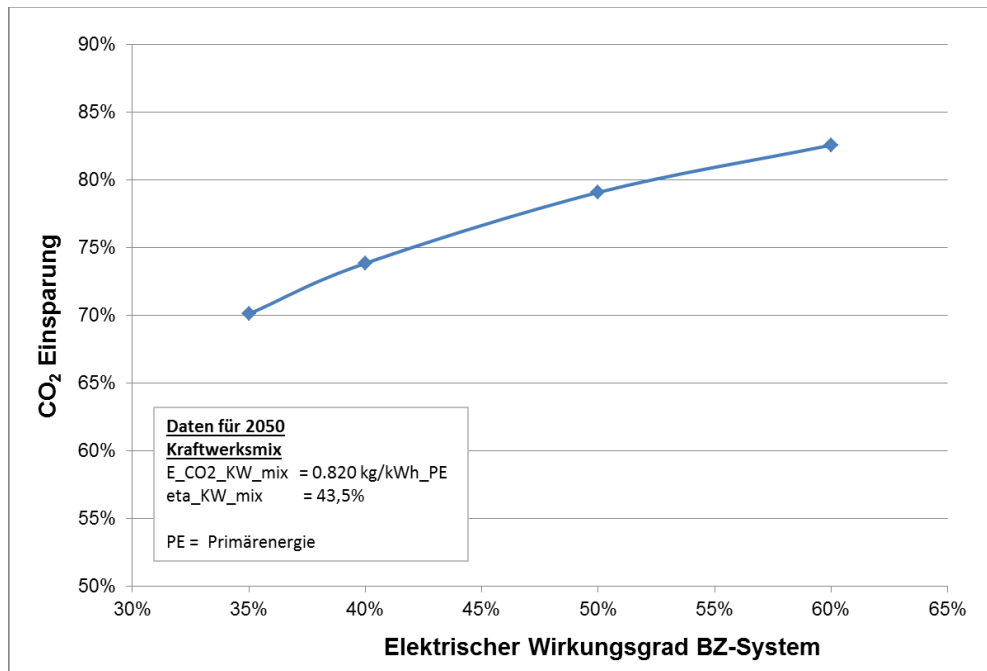


Abb. 4-6 Dezentrale Stromversorgung: CO₂-Einsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2050

In Tab. 4-4 sind die CO₂-Einsparungen der verschiedenen Anwendungen für die Jahre 2020 bzw. 2050 zusammengefasst. Es findet keine Unterscheidung zwischen den Szenarien statt.

Tab. 4-4 Jährlich vermiedene Treibhausgas-Emissionen durch Technologiefeld Brennstoffzellen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (jeweils in Spannbreiten)

Mio. t CO ₂ -äq./a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020		0,46 – 0,87
2030		
2040		
2050		6,0 – 9,1

Anmerkung: Es werden die vermiedenen Emissionen im Bezugsjahr dargestellt, nicht die kumulierten vermiedenen Emissionen bis zum Bezugsjahr.

Teilkriterium 4.2 Vermiedene oder gestiegene andere Emissionen

Brennstoffzellenanlagen können bei der Verstromung von Kohlenwasserstoffen einen erheblichen Beitrag zur Senkung von schädlichen Emissionen leisten. Nach Messungen an PAFC (Oka 2006) und SOFC-Anlagen (Blum 1999, Bloom 2015) liegen die Emissionen bei Stickoxiden und Kohlenmonoxid ca. zwei Größenordnungen unter denen von Gasmotoren mit geregelter 3-Wege Katalysator. Höhere Kohlenwasserstoffe liegen ein bis zwei Größenordnungen darunter (siehe Abb. 4-7).

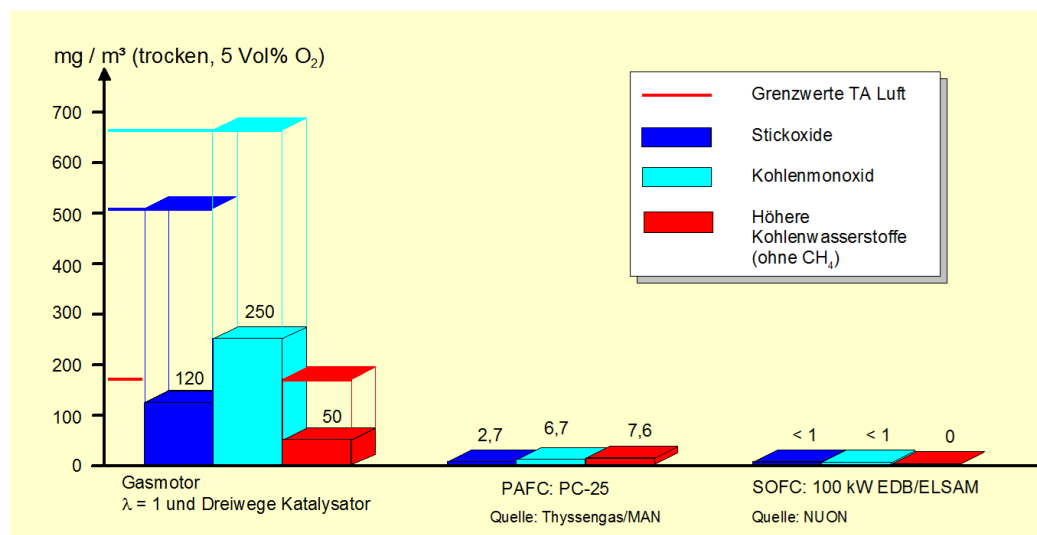


Abb. 4-7 Emissionen verschiedener Stromerzeugungsanlagen

Mit Brennstoffzellenanlagen werden die NO_x- und SO_x-Emissionen auf unter 1 % der Kraftwerksemissionen reduziert. Da die Vergleichsangaben absoluter Werte für konventionelle Anlagen fehlen, können keine konkreten Reduktionswerte angegeben werden.

4.3 Kriterium 5: Beitrag zur Energie- und Ressourceneffizienz

Teilkriterium 5.1 Energieeffizienz

Die Primärenergieeinsparungen hängen vom Wirkungsgrad ab und davon, ob die Anlagen als KWK-Anlage in Konkurrenz zur Heizung plus Kraftwerksmix oder zum klassischen BHKW betrieben werden oder als dezentrale Stromerzeugung in Konkurrenz zu zentralen Großkraftwerken (und damit dem Kraftwerksmix).

Fall 1: Mikro-KWK in Konkurrenz zur Heizung plus Kraftwerksmix

Für das Jahr 2020 ergibt sich abhängig von der Abdeckung des Strombedarfs des EFH durch die Brennstoffzellenanlage eine Primärenergieeinsparung von ca. 12 % (bei 50 % Abdeckung des Eigenbedarfs) bis zu ca. 25 % (bei 100 % Eigenversorgung) (Abb. 4-8). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlicher sichtbar. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 5 % von 2 Mio. Geräten entspricht dies einer Einsparung zwischen 0,9 und 2 TJ pro Jahr.

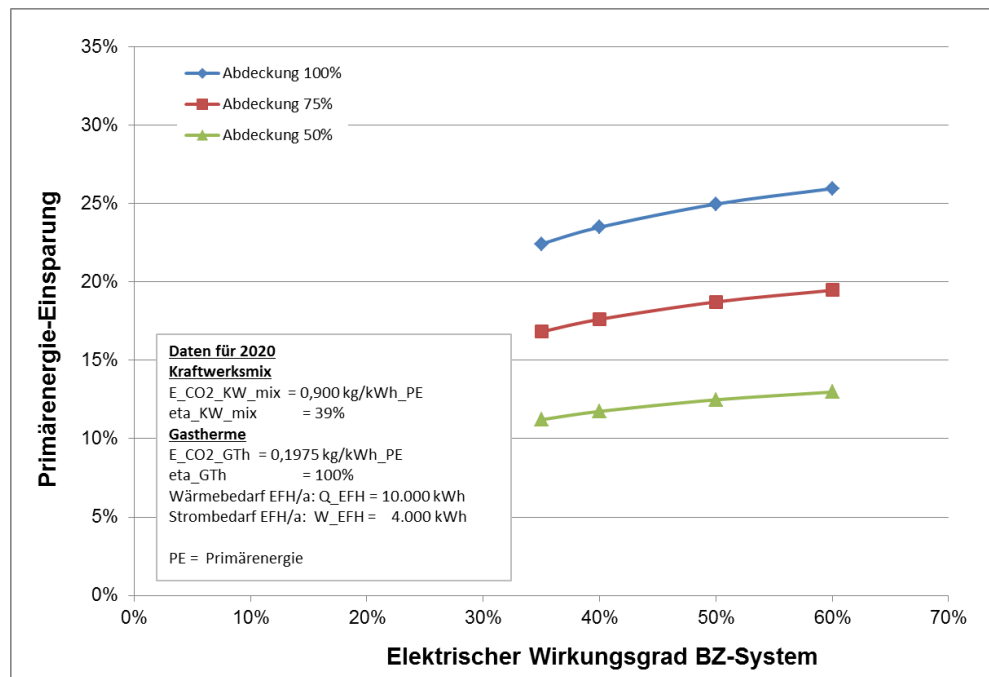


Abb. 4-8 Mikro-KWK: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2020

Für das Jahr 2050 ergibt sich abhängig von der Abdeckung des Strombedarfs des EFH durch die Brennstoffzellenanlage eine Primärenergieeinsparung von ca. 10 % (bei 50 % Abdeckung des Eigenbedarfs) bis zu ca. 20 % (bei 100 % Eigenversorgung) (Abb. 4-9). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlicher sichtbar. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 44 % von 2 Mio. Geräten entspricht dies einer Einsparung zwischen 5,5 und 13 TJ pro Jahr.

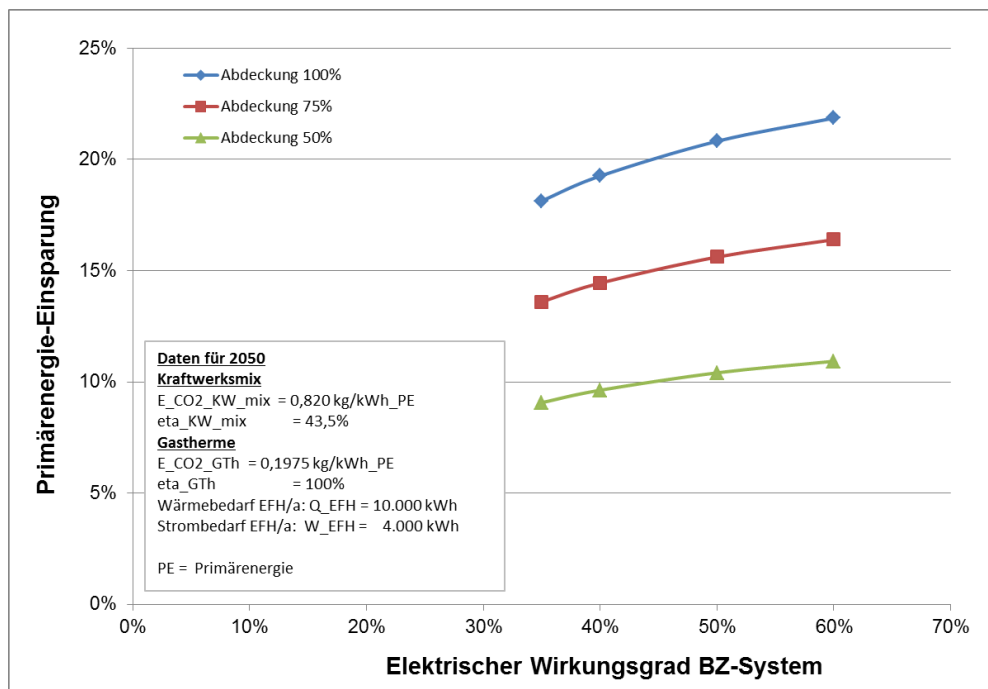


Abb. 4-9 Mikro-KWK: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2050

Fall 2: Dezentrale Stromerzeugung in Konkurrenz zum Kraftwerksmix

Für das Jahr 2020 ergibt sich abhängig vom elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage eine Primärenergieeinsparung bis zu 35 % (bei 60 % Wirkungsgrad) (Abb. 4-10). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlich sichtbar. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 1 % von 567 MW entspricht dies einer Einsparung bis zu 108 TJ pro Jahr.

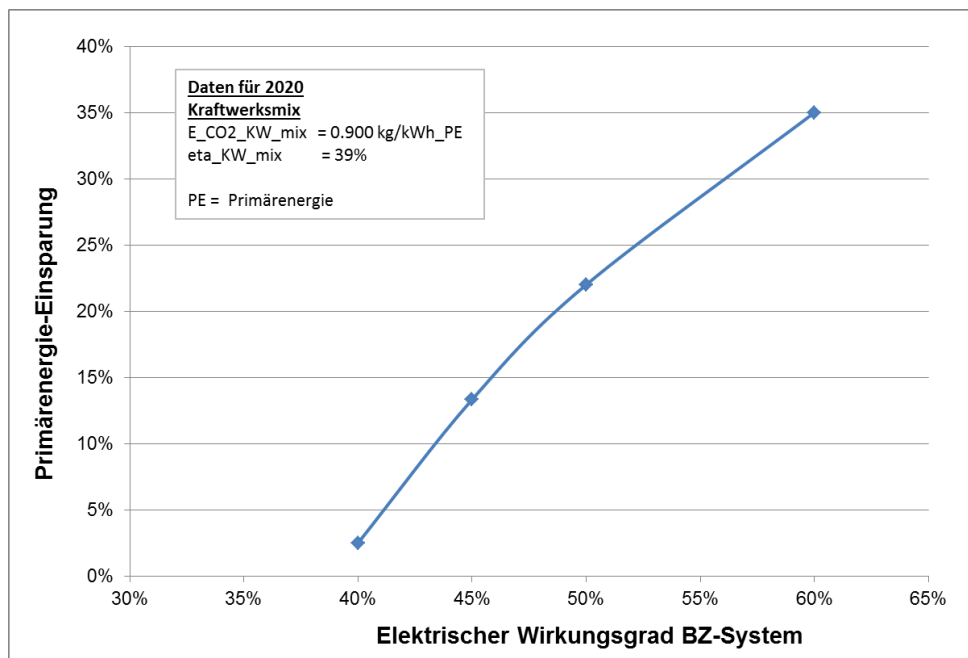


Abb. 4-10 Dezentrale Stromerzeugung: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2020

Für das Jahr 2050 ergibt sich abhängig vom elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage eine Primärenergieeinsparung bis zu 28 % (bei 60 % Wirkungsgrad) (Abb. 4-11). Der Einfluss des elektrischen Wirkungsgrads ist hier deutlich sichtbar. Bei der angenommenen Abdeckung des Marktes in Deutschland von 66 % von 567 MW entspricht dies einer Einsparung bis zu 5.100 TJ pro Jahr.

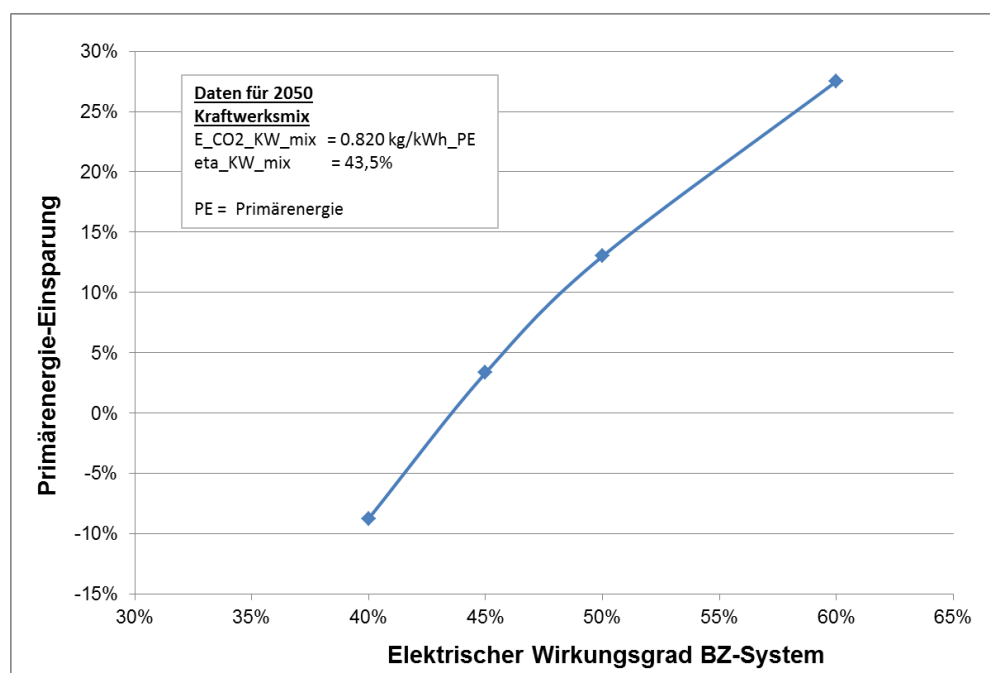


Abb. 4-11 Dezentrale Stromerzeugung: Primärenergieeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Kraftwerksmix für 2050

In Tab. 4-4 sind die Primärenergieeinsparungen für die Jahre 2020 bzw. 2050 zusammengefasst. Es findet keine Unterscheidung zwischen den Szenarien statt.

Tab. 4-5 Jährlich vermiedener Primärenergieeinsatz durch Technologiefeld Brennstoffzellen in Deutschland im Vergleich zum Referenzfall (in Spannbreiten)

PJ/a	Szenarienbereich DE_80 %	Szenarienbereich DE_95 %
2020		bis 0,1
2030		
2040		
2050		bis 5,2
Anmerkung: Es wird der vermiedene Primärenergieeinsatz im Bezugsjahr dargestellt, nicht der kumulierte vermiedene Primärenergieeinsatz bis zum Bezugsjahr.		

Teilkriterium 5.2 Ressourceneffizienz

Regenerativ erzeugter Wasserstoff wird als Ressource betrachtet.

(Die gleiche Überlegung würde auch gelten, wenn die Lücken in der regenerativen Stromversorgung durch die Verstromung von Erdgas abgedeckt würden.)

Rückverstromung in Konkurrenz zum Gasturbinenkraftwerk

Im Falle einer nahezu 100 %-Abdeckung der Stromproduktion von 620 TWh in 2050 durch regenerative Anlagen (im Wesentlichen Wind und Solar) ergibt sich ein erheblicher Bedarf an Kraftwerksleistung in Zeiten mit zu wenig Wind und Sonne (Extremfall: „Dunkelflaute“).

Um in diesen Zeiten den Strombedarf zu decken, kann eine Rückverstromung von Wasserstoff erfolgen. Es wird davon ausgegangen, dass sich diese Zeiten zu 20 % der Stromproduktion aufsummieren. Dies entspricht 124 TWh bei einer Betriebszeit von 1.752 h (20 % von 8.760 h). Für BZ-Anlagen wird hierbei von folgendem Anteil an den 124 TWh ausgegangen:

- 2020: 0,1 % = 0,1 TWh; das entspricht 71 Anlagen à 1 MW
- 2030: 0,6 % = 0,8 TWh; das entspricht 438 Anlagen à 1 MW
- 2040: 4 % = 4,8 TWh; das entspricht 2713 Anlagen à 1 MW
- 2050: 24 % = 29,4 TWh; das entspricht 16.801 Anlagen à 1 MW

Als Konkurrenztechnologie werden Gasturbinenkraftwerke gesehen, die auch aktuell wegen der geringeren Investkosten als Spitzenlastkraftwerke eingesetzt werden. Allerdings haben diese Kraftwerke einen Wirkungsgrad von maximal 40 % (Görner 2016), der im Teillastbereich deutlich schlechter wird. Hier können dezentrale Brennstoffzellenanlagen deutlich flexibler mit deutlich höherem Wirkungsgrad eingesetzt werden. Zudem sind deren sonstige Emissionen (vor allem NO_x) vernachlässigbar. Außerdem gibt es bislang noch keine Gasturbinen, die mit Wasserstoff betrieben werden können (es laufen verschiedene Entwicklungsprojekte).

Für das Jahr 2050 ergibt sich abhängig vom elektrischen Wirkungsgrad der Brennstoffzellenanlage eine Einsparung an Wasserstoff von bis zu 33 % (bei 60 % Wirkungsgrad). Bereits bei 45 % Anlagenwirkungsgrad ergäbe sich eine Einsparung an Wasserstoff von 10 % (Abb. 4-12).

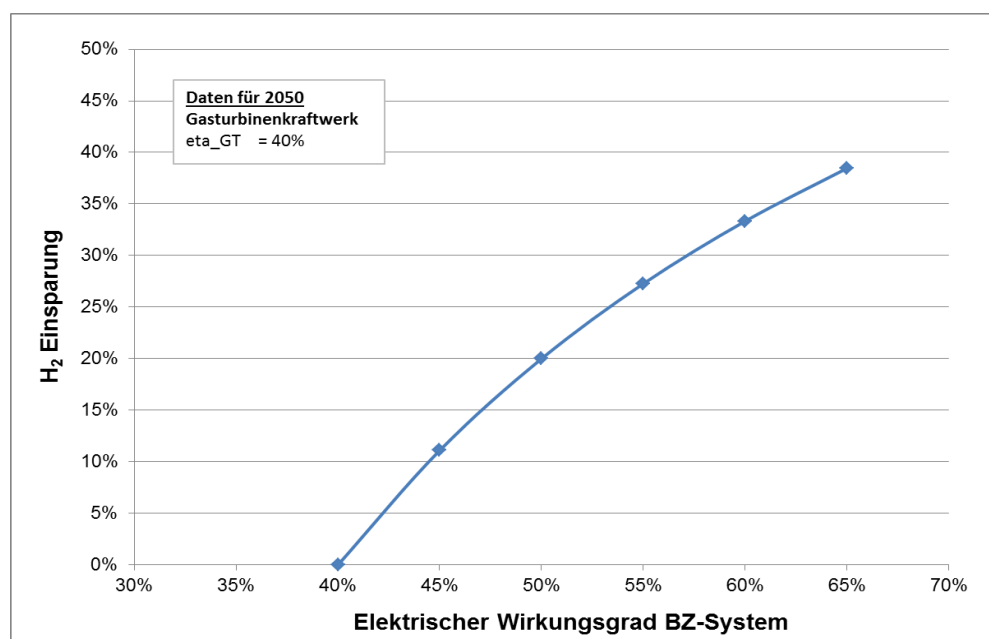


Abb. 4-12 Rückverstromung: Wasserstoffeinsparung als Funktion des elektrischen Wirkungsgrads des BZ-Systems in Konkurrenz zum Gasturbinenkraftwerk für 2050

Die Menge an eingespartem Wasserstoff beläuft sich bei einem Anlagenwirkungsgrad von 60 % auf 620 t pro Jahr. Bereits bei 45 % Anlagenwirkungsgrad wäre die Einsparung bei 200 t pro Jahr.

4.4 Kriterium 6: Kosteneffizienz

Diese Berechnungen sind im Rahmen dieser Arbeit nicht leistbar.

4.5 Kriterium 7: Inländische Wertschöpfung

Diese Analyse ist im Rahmen dieser Arbeit nicht leistbar.

Laut der VDMA Arbeitsgemeinschaft Brennstoffzellen sind für 2017 folgende Zahlen zu erwarten (VDMA 2017):

- 190 Millionen Euro Umsatz aus der Produktion von Brennstoffzellen
- 90 Prozent Umsatzwachstum gegenüber dem Vorjahr
- 1.600 Arbeitsplätze in der deutschen Brennstoffzellen-Industrie
- 5.000 stationäre Brennstoffzellen aus Fertigung in Deutschland

4.6 Kriterium 8: Stand und Trends von F&E im internationalen Vergleich

Teilkriterium 8.1 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie

Im Bereich der Mikro-KWK war die Förderung in Japan in den letzten Jahren deutlich stärker, was sich allerdings durch das aktuelle Gesetz zur Förderung von Brennstoffzellenanlagen in Ein- und Zweifamilienhäusern (KfW 2016) deutlich ändert. Gleichzeitig hat die Versorgungsinfrastruktur in Japan eine deutlich schlechtere Verfügbarkeit als in Deutschland. Hierdurch wurden in Japan bislang mehr als 150.000 Brennstoffzellen-Mikro-KWK Anlagen am Markt platziert. Obwohl Deutschland und Schweiz/Österreich in diesem Bereich früher mit den Entwicklungsarbeiten begonnen haben (Sulzer Hexis 1990, Vaillant 1997), wurden hierzulande bislang nur ca. 1.000 Brennstoffzellen-Mikro-KWK-Anlagen im Feld getestet (ca. 50 % davon im Rahmen von CALLUX) (Zipp 2015) und es wurden 2016 ca. 1.000 Anlagen an „normale“ Kunden ausgeliefert. Drei der führenden Gasgerätehersteller kooperieren hierbei allerdings mit japanischen Herstellern, d. h. sie vermarkten deren Systeme. Allerdings zeigt die neueste Entwicklung hier eine massive Veränderung, nachdem AINSI den Liefervertrag mit Bosch aufgekündigt hat und Toshiba wegen firmeninterner Schwierigkeiten an anderen Stellen (Finanzierung der Kernkraftwerke) die Herstellung der BZ-Hausenergieanlagen einstellt (Toshiba 2017).

Im Bereich größerer KWK-Anlagen gibt es als nennenswerte Aktivitäten in Deutschland die Firma Sunfire (SOFC), die sich auf Elektrolyseanlagen fokussiert und erste größere Brennstoffzellenanlagen in Förderprojekten entwickelt sowie Fuel Cell Energy Solutions FCES (MCFC), als Tochter der amerikanischen FCE, die mit dem Fraunhofer Institut IKTS zusammenarbeitet und aktuell (2017) 17 Mitarbeiter hat.

Bei größeren Anlagen sind eindeutig die USA führend (PAFC, MCFC, SOFC). In Finnland hat die Firma Wärtsilä ihre SOFC-Anlagenaktivitäten mit der Firma Convion ausgegründet. Diese entwickelt 20 und 50 kW Systeme, die sich allerdings noch in der Demonstrationsphase befinden.

Tab. 4-6 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Brennstoffzellen: Mikro-KWK

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?

Technologiefeld ☐ Technologieführerschaft ☒ wettbewerbsfähig
☐ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Falls nicht auf Ebene des Technologiefeldes, sondern einzelne, relevante Technologien innerhalb des Technologiefeldes bewertet werden sollen, bitte diese Tabelle jeweils kopieren.

Tab. 4-7 Internationale Aufstellung der deutschen Industrie hinsichtlich des Technologiefeldes Brennstoffzellen: BHKW/dezentrale Stromversorgung

Welchen Status hat die deutsche Industrie hinsichtlich Know-how innerhalb dieses Technologiefeldes weltweit?

Technologiefeld ☐ Technologieführerschaft ☐ wettbewerbsfähig
☒ nur in Einzelanwendungen konkurrenzfähig ☐ abgeschlagen

Falls nicht auf Ebene des Technologiefeldes, sondern einzelne, relevante Technologien innerhalb des Technologiefeldes bewertet werden sollen, bitte diese Tabelle jeweils kopieren.

Teilkriterium 8.2 F&E-Budgets

Tab. 4-8 enthält die öffentlichen Fördermittel ausgewählter Länder im Vergleich mit Deutschland. Die deutschen F&E-Ausgaben beliefen sich im Jahr 2015 für Brennstoffzellen auf insgesamt 16,7 Mio. € (BMWi 2016), wobei für den Zeitraum 2013-2015 eine Abnahme der F&E-Mittel festzustellen ist. Eine Unterscheidung nach Anwendungsarten ist leider nicht verfügbar. Im NOW Jahresbericht 2016 (NOW 2016) wird für den Zeitraum 2008 bis 2016 eine Fördersumme von 180 Mio. € (ohne Wasserstoffherstellung) angegeben, was einer durchschnittlichen Fördersumme von ca. 20 Mio. € pro Jahr entspricht.

Im weltweiten Vergleich nehmen die USA mit einem Fördermitteleinsatz von gut 79 Mio. € den Spitzenplatz ein, gefolgt von Japan mit einem Mitteleinsatz von ca. 50 Mio. €. Die F&E-Aufwendungen in Deutschland sind im internationalen Vergleich durchaus sichtbar, aber in Relation zum BIP vor allem im Vergleich zu Japan, Südkorea und Dänemark deutlich im Hintertreffen.

Aktuell scheinen sich die Verhältnisse etwas zu ändern. Die US-Regierung hat eine deutliche Budgetkürzung angekündigt und Ähnliches scheint für Kanada zu gelten. Auch in Dänemark geht offensichtlich die Förderung deutlich zurück (evtl. begründet durch den Ausstieg von Topsoe aus der SOFC-Entwicklung). In Deutschland hingegen wurde mit dem neuen NIP-Programm eine Förderung von ca. 425 Mio. € für die nächsten 10 Jahre beschlossen, was eine deutliche Steigerung bedeutet. Allerdings gehen davon 63 % in den Verkehrssektor und nur 22 % in den stationären Bereich.

Tab. 4-8 Öffentliche F&E-Budgets für Brennstoffzellen im internationalen Vergleich

	2012	2013	2014	2015	Anmerkung	BIP 2015 in Mrd. \$
Deutschland	16,899	20,253	19,79	16,702	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	3.365
USA	64,526	90,059	82,39	79,376	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	18.037
	k. A.	k. A.	29,79	29,766	Mobile Anwendungen	
	23,086	21,596	22,279	27,06	Stationäre Anwendungen	
	41,44	68,46	30,32	22,55	Sonstige Anwendungen	
Japan	59,622	61,492	57,305	49,96	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	4.124
	26,98	24,72	24,31	k. A.	Mobile Anwendungen	
	11,70	9,57	9,91	k. A.	Stationäre Anwendungen	
	20,95	27,21	23,09	20,14	Sonstige Anwendungen	
Südkorea	30,01	26,907	22,443	21,53	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	1.379
Frankreich	15,37	14,261	14,676	k. A.	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	2.420
	7,16	8,84	9,79	k. A.	Mobile Anwendungen	
	1,92	3,63	3,29	k. A.	Stationäre Anwendungen	
	6,29	1,79	1,60	k. A.	Sonstige Anwendungen	
Dänemark	22,909	10,255	18,126	7,443	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	295
	4,12	k. A.	3,12	k. A.	Mobile Anwendungen	
	14,67	3,96	9,80	2,05	Stationäre Anwendungen	
	4,12	6,30	k. A.	5,39	Sonstige Anwendungen	
Kanada	10,782	6,416	7,269	5,063	<i>Brennstoffzelle Gesamt</i>	1.551
	5,843	3,043	2,228	0,835	Mobile Anwendungen	
	3,069	2,794	4,122	3,226	Stationäre Anwendungen	
	1,869	0,579	0,918	1,001	Sonstige Anwendungen	

Quelle: IEA (2016)

Teilkriterium 8.3 F&E-Outputs

Diese Analyse ist im Rahmen dieser Arbeit nicht leistbar.

Es kann nur auf einen Bericht von Zipp (2015) verwiesen werden, in dem ein Vergleich der Patentanmeldungen zur Brennstoffzellentechnologie zwischen Deutschland und Japan angestellt wurde. Eine Abfrage des elektronischen Patentdokumentarchivs des DPMA vom Juli 2014 ergab, dass im Zeitraum 2006 bis 2013 in Japan

ca. 13.800 Patente angemeldet wurden, während es in Deutschland im gleichen Zeitraum etwa 4.000 Anmeldungen waren. Ein weiterer Vergleich ist der Graphik von Eikerling, SFU, Kanada zu entnehmen (Abb. 4-13).

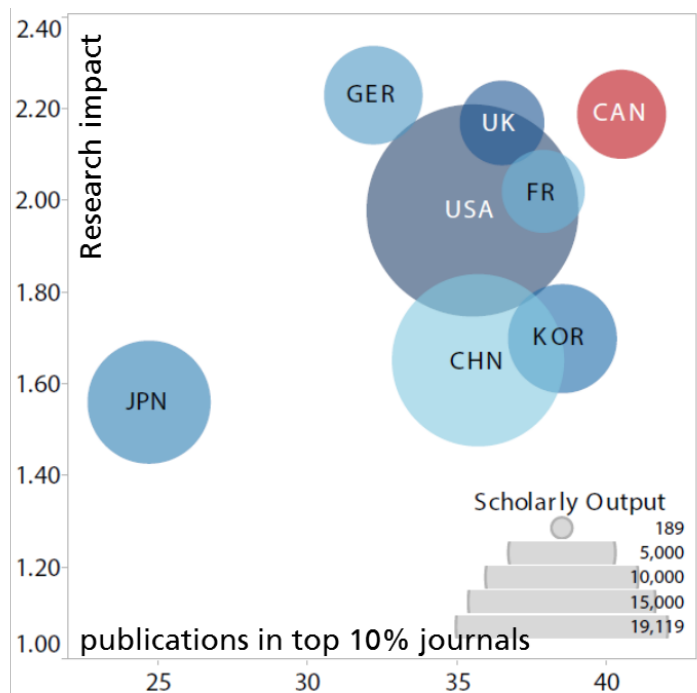


Abb. 4-13 Research Impact in fuel chemistry by country (2005-2015)

Quelle: Eikerling; SFU

4.7 Kriterium 9: Gesellschaftliche Akzeptanz

Es liegen keine Akzeptanzuntersuchungen zum Brennstoffzelleneinsatz vor. Es ist aber mit geringem Risiko für Marktakzeptanz und sozialpolitische Akzeptanz zu rechnen.

4.8 Kriterium 10: Unternehmerisch-technische Pfadabhängigkeit und Reaktionsfähigkeit

Durch ihre Modularität sind Brennstoffzellenanlagen relativ einfach zu planen und auch die Bauzeit ist relativ kurz.

Die übliche Nutzungsdauer liegt bei Hausenergieanlagen (Mikro-KWK) zwischen 10 und 20 Jahren. Bei größeren Anlagen (BHKW und dezentrale Stromversorgung) geht man von 40.000 bis 80.000 Volllaststunden aus, was einer Nutzungszeit von 5 bis 10 Jahren entspricht. Nach dieser Zeit müsste zumindest der Brennstoffzellenstack getauscht werden. Die Nutzungszeit der Anlage sollte 10 bis 20 Jahre betragen.

Die spezifischen Investitionen unterscheiden sich je nach Anlagengröße. Eine Hausenergieanlage sollte bei weniger als 10.000 € liegen. Klassische BHKW-Anlagen liegen im Bereich von 1.500 €/kW. Dieser Wert müsste von den Brennstoffzellenanlagen auch erreicht werden.

Tab. 4-9 Indikatoren zur Bewertung der Pfadabhängigkeit und Reaktionszeit des Technologiefeldes Brennstoffzellen

Variable	Einheit	Heute	2020	2030	2040	2050
Planungszeit	Monate	< 6				
Bauzeit	Monate	6 - 12				
Heute übliche ökonomische Nutzungsdauer	Jahre	15 - 20				
Spezifische Investition	€ ₂₀₁₅ /Einheit					
Fixe Kosten an spezifischer Investition	%					

4.9 Kriterium 11: Abhängigkeit von Infrastrukturen

Für den stationären Fall kommen prinzipiell verschiedene Energieträger in Frage.

Zurzeit wird der Einsatz von Erdgas (Hauptbestandteil Methan) als Brennstoff von allen Herstellern favorisiert, da es nicht nur in Deutschland ein gut ausgebautes Netz für die Verteilung von Erdgas gibt. Zudem könnte sich in naher Zukunft die Möglichkeit bieten, regenerativ erzeugte Gase wie etwa Biogas (je nach Produktionsverfahren Hauptbestandteil Methan) einzusetzen, um dann später den Übergang in eine Wasserstoffwirtschaft zu schaffen. Im Rahmen der Energiewende wird Wasserstoff in großem Umfang eingesetzt werden (müssen). Der kann sowohl für die dezentrale Kraft-Wärme-Kopplung als auch für die Rückverstromung genutzt werden. Hierfür muss allerdings noch die erforderliche Infrastruktur aufgebaut werden, da die vorhandenen Erdgasnetze nur zum Teil für reinen Wasserstoff geeignet sind. In einer Übergangsphase könnte eine Einspeisung (bis 10 %) ins vorhandene Erdgasnetz eine Zwischenlösung sein.

Für einzelne Insellösungen ist es denkbar, eine infrastrukturunabhängige Brennstoffversorgung über Tankanlagen zu realisieren. Dies ist aber keine Lösung für einen flächendeckenden Einsatz der Technologie.

Tab. 4-10 Abhängigkeit des Technologiefeldes Brennstoffzellen von Infrastrukturen

	Ja	Nein
Die Nutzung der Technologie(n) ist <i>unabhängig</i> von Infrastrukturen möglich.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Die Nutzung und Verbreitung der Technologie(n) ist von <i>bestehenden</i> Infrastrukturen abhängig.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>bestehende</i> Infrastrukturen ausgebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Zur Verbreitung und Nutzung der Technologie(n) müssen <i>neue</i> Infrastrukturen gebaut werden.	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

4.10 Kriterium 12: Systemkompatibilität

Die Mikro-KWK-Anlagen sind so konzipiert, dass sie in die vorhandene Gebäude-Infrastruktur integriert werden können. Sie bieten in Ergänzung zu den konventio-

nellen Systemen die Möglichkeit der Netzstabilisierung, da sehr viele kleine Anlagen dezentral ins Netz einspeisen können und bei zentraler Ansteuerung als „virtuelles Kraftwerk“ betrieben werden können.

BHKWs und dezentrale Stromversorgungsanlagen sind in das vorhandene Mittelspannungsnetz integrierbar und erfordern keinen Ausbau des Stromnetzes. Die Anlagen können weitere Funktionen wie Regelleistung übernehmen, da sie auf Betriebstemperatur innerhalb weniger Minuten auf Laständerungen reagieren können. Der gute Wirkungsgrad im Teillastbereich erlaubt andere Betriebsweisen als bei konventionellen Anlagen und ermöglicht damit auch die Erhöhung der Jahresnutzungstunden.

Einige spezifische Eigenschaften sind in Tab. 4-11 angegeben.

Tab. 4-11 Spezifische Eigenschaften von Brennstoffzellenanlagen

	Einheit	Mikro-KWK		BHKW / dez. Stromversorgung	
		heute	Zukunft	heute	Zukunft
Minimallast	%Pn	25-35	< 20	ca. 30	< 20
Lastgradient	%Pn/min	> 4,5	> 10	?	> 10
Anfahrzeit Heißstart	h	< 0,1	< 0,1	< 0,1	< 0,1
Anfahrzeit Kaltstart	h	1-4	0,5-2	?	0,5-2
Wirkungsgrad Nennlast	%	35-60	40-65	47-52	50-60
Wirkungsgrad 50 % Teillast	%	35-60	40-70	40-50	50-60

5 F&E-Empfehlungen für die öffentliche Hand

Aufgrund ihrer spezifischen Eigenschaften ermöglichen Brennstoffzellenanlagen bereits auf Basis der konventionellen Brennstoffe eine deutliche Reduktion der CO₂-Emissionen. Sonstige gesundheitsschädliche Emissionen können vernachlässigt werden. Damit können Brennstoffzellenanlagen bereits in der Übergangsphase, d. h. solange noch fossile Brennstoffe zum Einsatz kommen, einen wichtigen Beitrag zur CO₂-Reduktion und zur Ressourcenschonung leisten. Mittel- und langfristig stellt die Verstromung von Wasserstoff in Brennstoffzellenanlagen wegen des hohen Wirkungsgrads und des Fehlens weiterer Schadstoffemissionen einen entscheidenden Vorteil gegenüber konventioneller Technik dar. Allerdings wird dies wegen der Modularität der Brennstoffzellenanlagen deutlich dezentraler erfolgen müssen als dies bislang bei konventioneller Kraftwerkstechnik der Fall ist.

Deshalb müssen die politischen Rahmenbedingungen zur Förderung der dezentralen Stromversorgung (inkl. Kraft-Wärme-Kopplung) so gestaltet werden, dass die relevante Industrie (Kraftwerksbauer, Energieversorger) bereit ist, rechtzeitig in diese Technologie zu investieren, da es erheblicher Mittel bedarf, entsprechende Fertigungskapazitäten aufzubauen, wozu Start-ups (zumindest in Deutschland) und selbst mittelständische Firmen normalerweise kein ausreichendes Kapital zur Verfügung haben.

Um einen entsprechenden Marktanteil erreichen zu können, müssen aber zudem noch bei der Technologie selbst entscheidende Verbesserungen vor allem hinsichtlich der Langzeitstabilität und Kostenreduktion realisiert werden. Hierbei stellen sich die Herausforderungen bei den verschiedenen Brennstoffzellentypen deutlich unterschiedlich dar.

PEFC:

- MEA und Stacktechnologie: Reduktion der Platinbeladung; Langzeitstabilität; Ersatz-Nafion-Membran wegen der kostspieligen Fluorchemie, der Problematik von Gas-Crossover (vor allem bei sehr dünnen Membranen), dem Problem des Wasserhaushalts in der Membran und der damit verbundenen Notwendigkeit der Gasbefeuchtung); Verbesserung der Unempfindlichkeit gegen Verunreinigungen; massenfertigungstaugliche Herstellverfahren
- Systemtechnik: Vereinfachung; Steigung der Teillastfähigkeit; Vergrößerung der Lastgradienten; Gasaufbereitung
- Kostensenkung um >50 %;
- Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 4 bis 5

MCFC:

- MEA und Stacktechnologie: Lebensdauer; Leistungsdichte
- Systemtechnik: Reduktion Aufheizzeit, Steigung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten, Lebensdauer und Kosten (vor allem Heißgasgebläse); Materialkosten (Hochtemperatur-Materialien)
- Kostensenkung um >50 %
- Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 2

SOFC:

- MEA und Stacktechnologie: Verbesserung der thermomechanischen Robustheit; Verbesserung der Redox-Stabilität (vor allem bei der ASC); Erhöhung der Leistungsdichte (vor allem bei ESC); Reduktion der Degradation; Realisierung größerer Stackleistung für BHKW/dez. Stromversorgung;
- Systemtechnik: Steigung der Teillastfähigkeit, Vergrößerung der Lastgradienten, Verkürzung Kaltstartzeit; Materialkosten (Hochtemperatur-Materialien)
- Kostensenkung um >50 %;
- Erhöhung der Lebensdauer um den Faktor 2

Literaturverzeichnis

- Baumgärtner, C.; Wätzig, K.; Kusnezoff, M.; Vinnichenko, M. (2016): Stabilität von Matrixwerkstoffen für den Einsatz in MCFC. IKTS Jahresbericht 2015/16, 25.
- Bloom (2015): Bloom Energy ES-5700, Datasheet DOC-1006120.
<http://www.blommenery.com>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- Blum, L.; Deja, R.; Peters, R.; Stolten, D. (2011): Comparison of efficiencies of low, mean and high temperature fuel cell Systems. International Journal of Hydrogen Energy 36 (17) 11056-11067.
- Blum, L.; Sukkel, J. (1999): Die Hochtemperatur Brennstoffzelle SOFC in der dezentralen Energieversorgung - Technischer Stand und erste Betriebserfahrungen. VDE-ETG Tagung 12./13.10.1999.
- BMWi (2016): Die Energiewende – ein gutes Stück Arbeit, Innovation durch Forschung – Erneuerbare Energien und Energieeffizienz: Projekte und Ergebnisse der Forschungsförderung 2016.
- Bukold, S. (2014): Der amerikanische Heizungsmarkt – Strukturen und Defizite.
<http://www.energycomment.de/der-amerikanische-heizungsmarkt-strukturen-und-defizite>. Letzter Zugriff: 20.03.2017.
- Choi, H.-J.; Lee, J.-J.; Hyun, S.-H.; Lim, H.-C. (2010): Phase and Microstructural Stability of Electrolyte Matrix Materials for Molten Carbonate Fuel Cells. FUEL CELLS 10 (4) 613-618.
- DFC1500 (2013): FuelCell Energy DFC1500, Datasheet.
<http://www.fuelcellenergy.com>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- DFC300 (2013): FuelCell Energy DFC300, Datasheet.
<http://www.fuelcellenergy.com>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- DFC3000 (2013): FuelCell Energy DFC1500, Datasheet.
<http://www.fuelcellenergy.com>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- energie-experten (2017): Die wichtigsten Brennstoffzellen-Heizgeräte im Vergleich.
<http://www.energie-experten.org/heizung/brennstoffzelle/brennstoffzellen-heizung/heizgeraete.html>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- Fraunhofer ISI; IZES – Institut für Zukunftsenergiesysteme; Wuppertal Institut (2017): Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende, Version 1.0 | 12. Januar 2017, Anhang Tabelle 5 4 - THG-Emissionen, Primärenergiefaktor und Strompreise für konventionellen Strom, der durch erneuerbaren Strom verdrängt wird.
- Gailfuß, M. (2016): KWK-Statistik: Folgt auf den Einbruch 2015 nun ein Rekordjahr?
https://www.bhkw-infozentrum.de/bhkw-news/23067_KWK-Statistik-Folgt-auf-den-Einbruch-2015-nun-ein-Rekordjahr-.html. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- Gandiglio, M. (2017): DEMOSOFC, FCH2-JU Project - Making money: a business analysis. Presentation on the SuperSOFC meeting in Stuttgart, 30.01.2017.

- Görner, K.; Sauer, D. U. (2016): Konventionelle Kraftwerke - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft 2016.
- HZwei-Blog (2017): <https://www.hzwei.info/blog/2017/03/15/vaillant-legt-brennstoffzelle-still/>. Letzter Zugriff: 22.03.2017.
- Ibz (2017): Das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät. <http://www.ibz-info.de/modelle/vaillant>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- IEA (International Energy Agency) (2016): RD&D – Database. <http://www.iea.org/statistics/RDDonlinedataservice/>. Letzter Zugriff: 24.03.2017.
- Inhouse (2017): inhouse engineering GmbH. www.inhouse-engineering.de. Letzter Zugriff: 24.03.2017.
- KfW (2016): Energieeffizient Bauen und Sanieren – Zuschuss Brennstoffzelle. Merkblatt Bauen, Wohnen, Energie sparen.
- NOW (2016): Jahresbericht 2016. NOW GmbH Berlin.
- Oka, Y. (2006): Current Status and Future Prospect of PAFC Power System. FC SEMINAR.
- Pehnt, M.; Steinborn, F.; Lehr, U.; Christian, L.; Pellingner, C.; Steck, M. (2012): Ökologische und ökonomische Analyse von Brennstoffzellen-Heizgeräten – Endbericht. Heidelberg, Osnabrück, München, Juli 2012.
- PureCell (2016): DOOSAN PureCell Model 400 Fuel cell System. Datasheet A05SD. <http://www.doosanfuelcell.com/en/main.do>. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- Senertec (2015): Dachs InnoGen. 2015.
- Statista (2014): Verteilung der weltweiten Stromerzeugung nach Energieträger im Jahr 2014. <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/190298/umfrage/stromerzeugung-weltweit-nach-energietraegern-seit-1998>. Letzter Zugriff: 13.02.2017.
- Statista (2016): Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträger in den Jahren 2000 bis 2016. <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/156695/umfrage/bruttostromerzeugung-in-deutschland-nach-energietraegern-seit-2007>. Letzter Zugriff: 13.02.2017.
- Thoshiba (2017): http://www.toshiba.co.jp/about/press/2017_06/pr1401.htm. Letzter Zugriff: 23.03.2017.
- Vaillant (2000): Das Vaillant Brennstoffzellen-Heizgerät - Strom und Wärme aus der Heizung; Vaillant Remscheid, BZH-txt.doc.
- VDMA; Schiel, J. (2017): Presseinformation: VDMA Brennstoffzellen-Konjunktur 2017 im Hoch.
- Viessmann (2016): Brennstoffzellen-Heizgerät VITOVALOR 300-P. 9440 785 - 4 DE 03/2016.

- Wietschel, Martin; Arens, Marlene; Dötsch, Christian; Herkel, Sebastian; Krewitt, Wolfram; Markewitz, Peter; Möst, Dominik; Scheufen, Martin (2010): Energietechnologien 2050 - Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung. ISI-Schriftenreihe Innovationspotentiale. Stuttgart: Fraunhofer Verlag.
<https://www.energiotechnologien2050.de>
- Zipp, A.; Groß, B. (2015): Brennstoffzellenaktivitäten in Deutschland und Japan – Installationen und Patentanmeldungen. Z Energiewirtsch.